

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL: ELECTRICIDAD

PROYECTO FIN DE CARRERA

***“FIABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO CON  
ENERGÍA EÓLICA. CRÉDITO DE CAPACIDAD”***

AUTOR: ALEJANDRO CASADO RODRÍGUEZ

TUTOR: JULIO USAOLA GARCÍA





## ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	10
1.1	Presentación del problema .....	10
1.2	Objetivos del proyecto .....	11
2	FIABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO .....	12
2.1	Conceptos básicos de la fiabilidad en un sistema de potencia.....	12
2.1.1	Adecuación y seguridad .....	12
2.1.2	Zonas funcionales y niveles jerárquicos.....	13
2.1.3	Estudios de adecuación de la generación del sistema (HL1) .....	14
2.1.4	Índices de fiabilidad del sistema .....	15
2.2	Método de Monte Carlo .....	18
2.2.1	Introducción .....	18
2.2.2	Algoritmo de la simulación de Monte Carlo.....	19
2.2.3	Proceso de convergencia .....	21
2.3	Métodos de simulación para el cálculo de la fiabilidad.....	22
2.3.1	Método de estimación del estado. ....	23
2.3.2	Curva de demanda anual (Método por intervalos) .....	24
3	INCERTIDUMBRE DE LA GENERACIÓN .....	29
3.1	Generación convencional .....	30
3.2	Generación eólica.....	34
3.2.1	Distribución de la velocidad del viento (Distribución Weibull).....	35
3.2.2	Curva de Potencia – Velocidad del viento (PV).....	38
3.2.3	Horas equivalentes de un aerogenerador .....	40
4	EL CRÉDITO DE CAPACIDAD. MÉTODO DE CÁLCULO.....	41
4.1	Definición y características .....	41
4.2	Método de cálculo del Crédito de Capacidad.....	47
4.3	Desarrollo de la simulación.....	48
5	MODELADO Y DATOS DEL SISTEMA .....	52



5.1	Recurso informático .....	52
5.2	Modelado de la curva de demanda anual .....	52
5.3	Datos de generación convencional .....	54
5.4	Datos de generación eólica .....	56
5.4.1	Datos de velocidad del viento .....	56
5.4.2	Aerogenerador usado y curva de potencia (PV) .....	58
5.4.3	Simulación de la generación eólica.....	60
5.5	Datos de las etapas .....	61
6	RESULTADOS .....	62
6.1	Resultados Etapa 1 .....	62
6.2	Resultados Etapa 2 .....	65
6.3	Resultados Etapa 3 .....	66
6.4	Resultados Crédito de Capacidad .....	66
7	CONCLUSIONES .....	70
8	BIBLIOGRAFÍA.....	72



## INDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Valores de la curva de demanda dividida en niveles .....	53
<b>Tabla 2.</b> Características de las centrales de generación convencional.....	55
<b>Tabla 3.</b> Parámetros de la distribución de Weibull utilizados en la simulación.	58
<b>Tabla 4.</b> Energía y potencia instalada en la simulación .....	61
<b>Tabla 5.</b> Índices de fiabilidad para un 100% de generación convencional dividido por escalones.....	62
<b>Tabla 6.</b> Resultado de los índices de fiabilidad para el etapa2 .....	65
<b>Tabla 7.</b> Resultados de la potencia de respaldo necesaria para mantener la fiabilidad del sistema .....	66
<b>Tabla 8.</b> Resultados del crédito de capacidad de la energía eólica .....	67



## INDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Aspectos de la fiabilidad de un sistema.....	13
<b>Figura 2.</b> Zonas funcionales de un sistema eléctrico.....	14
<b>Figura 3.</b> Sistema HL 1 (generación-carga).....	15
<b>Figura 4.</b> Proceso de convergencia de una simulación de Monte Carlo.....	21
<b>Figura 5.</b> Curva de carga anual para un máximo de 2850 MW .....	25
<b>Figura 6.</b> Curva de carga semanal .....	25
<b>Figura 7.</b> Curva de carga anual ordenada de mayor a menor nivel de carga para un máximo de demanda de 2850 MW.....	26
<b>Figura 8.</b> Ejemplo de curva de carga por intervalos .....	27
<b>Figura 9.</b> MTTF y MTTR para el estado de una central.....	31
<b>Figura 10.</b> Distribución de la disponibilidad de una central de generación convencional .....	33
<b>Figura 11.</b> Función de densidad de probabilidad para distintos parámetros de forma y escala.....	36
<b>Figura 12.</b> Curvas de frecuencias acumuladas de para distintos valores de forma y escala.....	37
<b>Figura 13.</b> Curva PV del aerogenerador Vestas V-112 de 3 MW de potencia máxima [11].....	39
<b>Figura 14.</b> Distribución de frecuencia del margen del sistema para un 100% de generación convencional [6].....	42
<b>Figura 15.</b> Distribución de frecuencia del margen del sistema para un 80% de generación convencional y 20% de generación eólica [6].....	43
<b>Figura 16.</b> Distribución de frecuencia del margen del sistema para un 80% de generación convencional, un 20% de generación eólica y generación del respaldo que anule la subida de LOLP anterior [6]. .....	44
<b>Figura 17.</b> Ejemplos de los diferentes estudios de evolución del crédito de capacidad de la energía eólica [6].....	45
<b>Figura 18.</b> Etapas del método de cálculo del CC de la energía eólica. ....	47



<b>Figura 19.</b> Diagrama del desarrollo de la simulación.....	49
<b>Figura 20.</b> Curva de demanda anual en p.u .....	53
<b>Figura 21.</b> Curva de densidad de probabilidad para los parámetros ( $A=6,58$ y $k=1,58$ ) .....	56
<b>Figura 22.</b> Curva de frecuencias acumuladas para los parámetros ( $A=6$ y $k=1,58$ ) .....	57
<b>Figura 23.</b> Curva Potencia-Velocidad ajustada para el aerogenerador Vestas V-112 de 3,0 MW .....	59
<b>Figura 24.</b> Evolución de la convergencia de LOLE.....	63
<b>Figura 25.</b> Evolución de la convergencia de LOEE .....	64
<b>Figura 26.</b> Histograma de los valores de LOLE calculados .....	65
<b>Figura 27.</b> Evolución del crédito de capacidad según el nivel de penetración de energía eólica.....	67
<b>Figura 28.</b> Evolución de la potencia convencional equivalente según la potencia eólica instalada .....	69



## **RESUMEN**

En los últimos años ha habido un aumento del nivel de integración de energía eólica en las redes de energía. Sin embargo, debido al carácter intermitente de la energía eólica, por lo general es difícil determinar la penetración compatible para un nivel admisible de fiabilidad de la red. Para ello, el cálculo correcto del crédito de capacidad de la energía eólica (CC) ha tomado relevancia en las fases de planificación y operación de sistemas de energía que contenga distintos tipos de producción de energía. El crédito de capacidad se puede definir como la cantidad de generación eólica que puede sustituir a la generación convencional (firme) manteniendo los mismos niveles de fiabilidad en el sistema.

Este proyecto, diseña y desarrolla un código en lenguaje M (con el programa informático Matlab) que simula la actividad de un sistema eléctrico. La simulación estará basada en un estudio de la fiabilidad para distintas situaciones que determinará en el cálculo del crédito de capacidad.





## **ABSTRACT**

In recent years the level of integration of wind energy into power grids has been increased. However, due to the intermittent character of the wind power, it is usually difficult to determine the level of penetration compatible with an acceptable level of the power grid reliability. To do this, the correct calculation of the capacity credit of wind power (CC) has gained importance in the planning and operation of power systems containing different types of energy. The capacity credit can be defined as the amount of wind generation that can replace conventional generation (firm) maintaining the same levels of reliability in the system.

This project develops and designs a code in M language of Matlab software, to simulate the activity of a power system. The simulation is based on a study of the reliability for different situations that determine the capacity credit calculation.



## 1 INTRODUCCIÓN

### 1.1 Presentación del problema

Las energías renovables, como la energía eólica, permiten la producción de electricidad sin consumir recursos fósiles y sin ningún tipo de emisiones de dióxido de carbono directos. En la producción de energía eléctrica, el uso de estas fuentes es justificable y representa en muchos lugares una alternativa a la utilización de los recursos fósiles tales como el carbón. En particular, la instalación de energía eólica ha aumentado considerablemente en la última década, lo que conlleva que cada vez vayan disminuyendo más las centrales eléctricas de generación convencional. Sin embargo, en contraste con estas centrales, la producción de electricidad a partir de generadores eólicos no se puede planificar de igual manera que la generación convencional, debido a la naturaleza variable de la velocidad del viento. Por lo tanto, las plantas de energía convencionales son necesarias para los momentos en los que la demanda de electricidad es elevada y la generación eólica es baja. Esto lleva a la pregunta sobre ¿Qué cantidad de generación convencional sigue siendo necesaria en un sistema con alta cantidad de generación eólica sin disminuir la calidad del servicio? ¿Qué cantidad de generación eólica es necesaria para sustituir cierta cantidad de generación convencional?

Dada la importancia que tiene la fiabilidad de la red, el presente documento, calculará la fiabilidad que tendrá un sistema eléctrico a medida que se aumenta la integración de generación eólica y disminuye la generación convencional. Dicha fiabilidad será cuantificada mediante los índices LOLE (pérdida de carga esperada) y LOEE (pérdida de energía esperada). Para realizar el estudio de la fiabilidad del sistema se ha optado por realizar una simulación de la generación del sistema mediante un método probabilístico, como es el método de Monte Carlo. La estimación de la generación requerida para suplir la demanda incluye los datos de disponibilidad de las unidades de generación y la curva de demanda anual.

El fin de todo este proceso es el cálculo del crédito de capacidad de la energía eólica. El CC puede ser definido como la cantidad de generación convencional que puede ser sustituida por la generación eólica, manteniendo los mismos niveles de



fiabilidad. Al realizarse el estudio para distintas penetraciones de energía eólica el resultado final será la representación de la evolución del crédito de capacidad.

## **1.2 Objetivos del proyecto**

Los objetivos generales para este proyecto son:

- Desarrollo y creación de un código en Matlab, que realice el estudio de fiabilidad del sistema eléctrico del anexo de [1], utilizando el método probabilístico de simulación de Monte Carlo. Dicha simulación se hará, en un primer lugar, con un sistema gobernado por generación convencional y después ir integrando generación eólica.
- Cálculo del crédito de capacidad de la energía eólica a partir de los resultados obtenidos en el estudio de fiabilidad.



## **2 FIABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO**

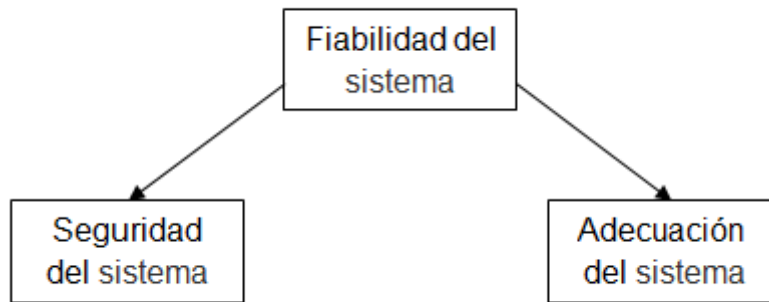
La idea intuitiva sobre la fiabilidad de un equipo o sistema, de cualquier naturaleza, se relaciona con su habilidad o capacidad de realizar una tarea específica. Por esta razón, normalmente es considerada una propiedad cualitativa más que cuantitativa. Sin embargo se debe tener en cuenta que, para la práctica ingenieril, resulta mucho más atractivo disponer de un índice cuantitativo que uno cualitativo, especialmente cuando se desea tomar una decisión sobre alternativas de diseño que cumplen finalmente las mismas funciones. Esta cuantificación de la capacidad de un sistema, se denomina fiabilidad y puede expresarse por una gran variedad de índices, dependiendo de los objetivos que se persigan con la evaluación.

A continuación se introducirán los conceptos básicos relacionados con la fiabilidad para, de esta manera, poder facilitar en entendimiento de los procesos escogidos posteriormente para el cálculo del objetivo principal, el crédito de capacidad. Todos estos conceptos y sus expresiones se han obtenido de [1].

### **2.1 Conceptos básicos de la fiabilidad en un sistema de potencia**

#### **2.1.1 Adecuación y seguridad**

El término fiabilidad tiene una amplia gama de significados y no puede ser asociado con una sola definición. Por tanto, es necesario reconocer este hecho y usar el término para indicar, más que para un sentido específico, la capacidad total del sistema para realizar su función. La fiabilidad se puede dividir en los dos aspectos básicos, adecuación del sistema y la seguridad del sistema como se muestra en la figura 1. Los términos adecuación y seguridad se pueden describir de la siguiente manera:



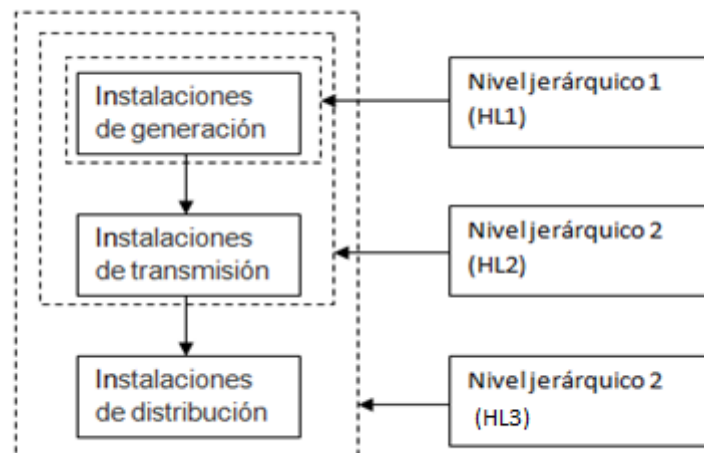
**Figura 1. Aspectos de la fiabilidad de un sistema**

El término adecuación se refiere a la existencia de una infraestructura suficiente en el sistema para satisfacer la demanda de carga de los consumidores o las restricciones de la operación del sistema. Esto incluye las instalaciones necesarias para generar energía suficiente, el transporte y distribución asociadas y las instalaciones necesarias para transportar la energía a los puntos de carga de los consumidores. La adecuación está por lo tanto asociada con las condiciones estáticas y no incluyen las alteraciones del sistema dinámico y transitorio.

La seguridad se refiere a la capacidad del sistema para responder a las perturbaciones dinámicas o transitorias que surgen dentro del sistema. La seguridad está por lo tanto asociada directamente con la respuesta del sistema ante las perturbaciones del mismo.

### **2.1.2 Zonas funcionales y niveles jerárquicos**

Las técnicas básicas para evaluación de la capacidad se pueden clasificar en términos de su aplicación a los segmentos de un sistema de energía completo. Estos segmentos se muestran en la figura 2 y se puede definir como las zonas funcionales de generación, transporte y distribución. Esta división es la más apropiada, debido a que la mayoría de los servicios están divididos en estas zonas a efectos de organización, planificación, operación y/o análisis. Los estudios de la capacidad pueden ser, y son, llevados a cabo en cada una de estas tres zonas funcionales.

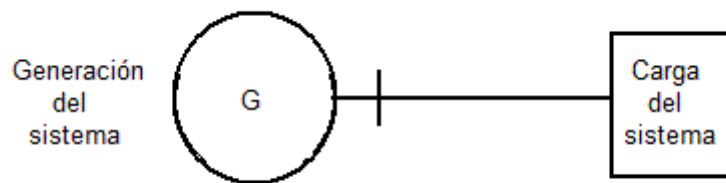


**Figura 2. Zonas funcionales de un sistema eléctrico**

Las zonas funcionales que se muestra en la figura 2 se pueden combinar para dar los tres niveles jerárquicos que se muestran. Estos niveles jerárquicos también se pueden utilizar en la evaluación de la capacidad. El nivel 1 (HL1) se refiere sólo a las instalaciones de generación, el nivel 2 (HL2) incluye las instalaciones de generación y transporte, mientras que el nivel 3 (HL3) incluye las tres zonas funcionales. Los estudios de la zona HL3 no suelen llevarse a cabo directamente, debido a la complejidad del problema en un sistema práctico. En este proyecto se trabajará solamente con la zona HL1, la cual se explica más ampliamente en el siguiente apartado.

### **2.1.3 Estudios de adecuación de la generación del sistema (HL1)**

Según [1], en un estudio del sistema de generación, la generación total del sistema es examinada para determinar su capacidad y cumplir con los requisitos del sistema de carga total. Esta actividad generalmente se llama “evaluación de la fiabilidad de la capacidad de generación”. El modelo del sistema en este nivel se muestra en la figura 3.



**Figura 3. Sistema HL1 (generación-carga)**

El sistema de transporte y su capacidad para mover la energía generada a los puntos de consumo es ignorado en esta evaluación. La principal preocupación es estimar la cantidad de generación requerida para satisfacer la demanda del sistema y tener la capacidad suficiente para realizar el mantenimiento correctivo y preventivo de las instalaciones. La técnica básica (utilizada en el pasado) para determinar el requisito de la capacidad fue el método de la reserva porcentual. En este método, la reserva requerida es un porcentaje fijo, bien de la capacidad instalada o bien de la carga prevista. Este y otros criterios han sido remplazados por métodos probabilísticos que responden y reflejan los verdaderos factores que influyen en la fiabilidad del sistema.

Para poder medir la capacidad de generación del sistema eléctrico, se recurre a los índices de fiabilidad

#### **2.1.4 Índices de fiabilidad del sistema**

Los índices de fiabilidad, son los valores capaces de evaluar cómo de fiable es un sistema eléctrico. Hay muchos índices posibles que se pueden utilizar para medir la fiabilidad de un sistema de energía en uno de los tres niveles jerárquicos y en los diferentes países o empresas. La mayoría de los índices de capacidad son, básicamente, valores esperados de una variable aleatoria, aunque la distribución de probabilidad se puede calcular en algunos casos.

Para este proyecto se explicarán los índices correspondientes al nivel de HL1, destacando que existen índices dependiendo del estudio que se escoja.



Los índices básicos para la evaluación de la fiabilidad de un sistema de generación son la pérdida de carga esperada (LOLE), la pérdida de energía esperada (LOEE), la frecuencia de pérdida de carga (LOLF), la duración de la pérdida de carga (LOLD) y la demanda no suministrada esperada (EDNS). Conceptualmente, estos índices pueden ser descritos por las siguientes expresiones matemáticas descritas en [1].

- LOLE (Loss Of Load Expectation), [hr/año]

La expresión para el índice de LOLE es la siguiente,

$$LOLE = \sum_{i \in s} p_i T \quad (1)$$

Donde  $p_i$  es la probabilidad del estado  $i$  del sistema,  $s$  es el conjunto de todos los momentos del sistema en los que la carga del sistema ha superado a la generación disponible y  $T$  es el tiempo que ha permanecido en pérdida de carga cada uno de esos momentos. LOLE se mide como el número de días u horas en un periodo determinado (generalmente un año) en el que se espera que la carga horaria exceda la capacidad de generación disponible.

Cabe señalar que el índice LOLE no indica la severidad de la deficiencia ni la frecuencia, ni la duración de la pérdida de carga. A pesar de estas deficiencias, es en la actualidad un criterio probabilístico muy utilizado en la planificación de estudios de generación.

- LOEE (Loss Of Energy Expectation), [MWh/año]

Este índice se puede expresar de forma general como,

$$LOEE = \sum_{i \in s} 8760 C_i p_i \quad (2)$$

Donde  $p_i$  y  $s$  se definen como anteriormente;  $C_i$  es la pérdida de carga para el estado del sistema  $i$ . LOEE es la cantidad de energía no suministrada por el sistema, cuando la demanda ha sido superior a la generación total disponible.





Este índice incorpora la gravedad de las deficiencias, además el número de ocasiones y su duración. Por lo tanto, se cree que este índice será más ampliamente usado en el futuro, especialmente para la situación de este proyecto, con la incorporación o sustitución de la energía por fuentes de energía renovables, eólica en este caso.

Destacar solamente que el valor complementario de LOEE, es decir, el valor de energía efectivamente suministrada, puede ser dividido por la energía total demandada para obtener un índice normalizado, conocido como el índice de fiabilidad de la energía (EIR). Este índice puede ser utilizado para comparar la capacidad de los sistemas que difieren considerablemente de tamaño.

- LOLP (Loss of load Probability), [horas/año]

Se define como la probabilidad de no satisfacer toda la potencia demandada de electricidad con la generación disponible. La expresión correspondiente al índice LOLP es:

$$LOLP = \frac{LOLE}{8760} \quad (3)$$

Donde 8760 son las horas que tiene un año.

- EDNS (Demand Not Supplied), [MW/año]

Cuando en un sistema la potencia demandada (carga) es superior a la potencia de generación disponible, se confirma que es una demanda que no se ha abastecido. Por lo tanto, este índice indica la cantidad de potencia no abastecida a lo largo de un año.

Una vez explicado varios de los índices de fiabilidad que existen, cabe destacar que los más importantes y que más veces se utilizarán son, el índice LOLE y LOEE.

Las expresiones anteriormente descritas para estos índices son muy generales. En el siguiente apartado se explicará el tipo de simulación estadística (Monte Carlo) que lleva a cabo el cálculo de estos índices, y a continuación se expondrán las nuevas expresiones de LOLE y LOEE específicas.



## 2.2 Método de Monte Carlo

### 2.2.1 Introducción

Una definición general de los métodos de Monte Carlo (MC) para el ámbito de la estadística la ofrece J.E. Gentle, extraída de [2].

*“Los métodos de Monte Carlo son aquellos en los que las propiedades de las distribuciones de las variables aleatorias son investigadas mediante la simulación de números aleatorios. Estos métodos, dejando a un lado el origen de los datos, son similares a los métodos estadísticos habituales, en los cuales las muestras aleatorias se utilizan para realizar inferencias acerca de las poblaciones origen. Generalmente, en su aplicación estadística, se utiliza un modelo para simular un fenómeno que contiene algún componente aleatorio. En los métodos de Monte Carlo, por otro lado, el objeto de la investigación es un modelo en sí mismo, y se utilizan sucesos aleatorios o pseudo-aleatorios para estudiarlo.”*

Por lo tanto, para poder alcanzar valores de los índices de fiabilidad del sistema, es necesario realizar una simulación durante un intervalo de tiempo determinado. Hay dos tipos de técnicas para la simulación, determinísticas y no determinísticas.

El empleo de métodos determinísticos (también llamados analíticos) queda descartado en este proyecto, ya que esta técnica obliga a que el sistema a modelar se mueva en un conjunto cerrado y de determinados valores. Esto lo convierte en un método carente de incertidumbre y variabilidad.

Frente a estos, se encuentran los métodos no determinísticos, también llamados probabilísticos. Este tipo de métodos, proporcionan mejor información para el diseño, permitiendo una simulación con menos repeticiones, (algo que acerca el modelo a la realidad) manteniendo el carácter variable y aleatorio de los procesos.

Esta técnica presenta varias ventajas frente a los métodos analíticos. Véanse algunos ejemplos [9]



- La capacidad de esta técnica para producir una distribución de posibles resultados, en lugar de los únicos valores esperados con la simulación analítica.
- La habilidad para poder modelar, de manera sencilla, parámetros de componentes (centrales de generación y parques eólicos) como variables aleatorias caracterizadas por funciones de densidad de probabilidad, en lugar de valores constantes.

Sin embargo, también se presentan algunas desventajas a la hora de optar por esta técnica. Entre ellas destacar:

- La necesidad de un largo tiempo de simulación. Esto ha provocado que su aplicación haya crecido a la par que la capacidad de procesar de forma más veloz la información en los ordenadores.
- La realización de numerosas repeticiones para poder aproximarse al comportamiento real del sistema.

La base principal del método de MC es la generación de números aleatorios entre 0 y 1. Por ello, se debe garantizar la mayor aleatoriedad posible en la generación de estos números. Esta variará según la función de distribución de probabilidad (FDP) usada para cada una de las variables.

La aplicación de esta técnica al presente proyecto consistirá en analizar el funcionamiento de cada componente. Cada componente podrá encontrarse en dos estados diferentes: disponible o no disponible (Capítulo 3.1). De esta manera, el proceso que se quiere simular con este método es el comportamiento de todos los componentes, es decir, cuales están disponibles y cuáles no lo están a lo largo de un periodo de tiempo determinado.

En el siguiente apartado se puede ver de forma más amplia el algoritmo de la simulación de MC.

### **2.2.2 Algoritmo de la simulación de Monte Carlo**

Para poder explicar los fundamentos y las características de la simulación de MC, a continuación se describe el algoritmo general del método.



El algoritmo de simulación del método de MC está fundamentado en la generación de números aleatorios por el método de Transformación Inversa descrito en [1], el cual está basado en las distribuciones de frecuencia acumulada (CDF). El algoritmo sigue los siguientes pasos:

1. Determinar las variables aleatorias y sus CDF
2. Generación de un número aleatorio entre 0 y 1.
3. Calcular la variable aleatoria según la distribución de frecuencia acumulada
4. Repetir los pasos 2 y 3 tantas veces como muestras se necesiten.
5. Obtener media y varianza para verificar la convergencia del proceso. De forma opcional, obtener un histograma de los resultados para realizar un seguimiento.

Una vez realizado el algoritmo, se podrá llegar al objetivo del método de MC, obtener la respuesta (media) de un sistema en función de las variables aleatorias de entrada elegidas. Para ello el principal problema es el punto 4, donde se debe elegir bien el número de repeticiones del proceso de muestreo hasta alcanzar la convergencia. Si la generación de las variables de entrada se lleva a cabo mediante un procedimiento adecuado, la solución converge a medida que el número de muestras aumenta.

Si llevamos este algoritmo al ámbito particular del proyecto, se considerarán como variables aleatorias el estado de cada una de las centrales de generación. De modo que se generará un número aleatorio por cada central de generación y se comparará con la probabilidad de fallo definida para ese elemento, determinando así el estado del mismo. Esta simulación será sometida a numerosas repeticiones hasta que el valor calculado presente un error pequeño (Capítulo 2.2.3) o se realicen un número determinado de estas repeticiones.

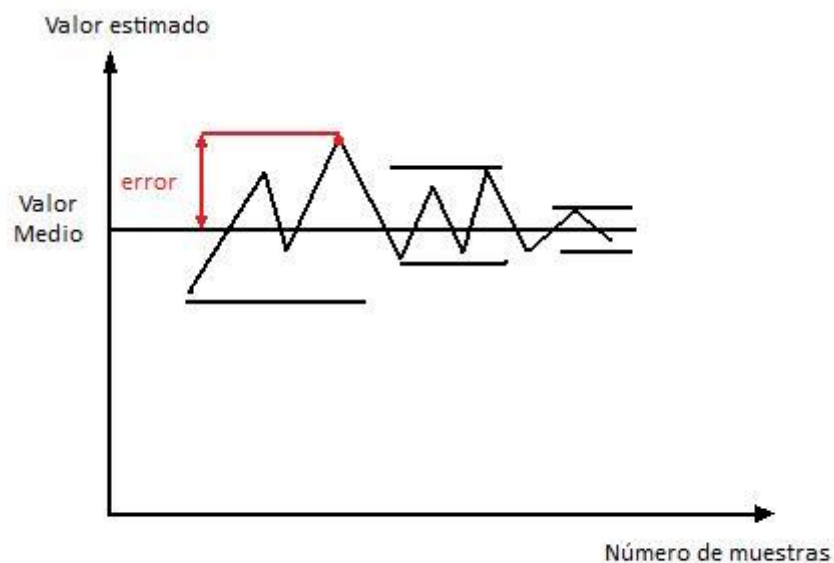
También para la energía eólica será necesario incluir, como variable aleatoria, la distribución de la velocidad del viento (distribución de Weibull) correspondiente al emplazamiento del parque eólico en estudio (Capítulo 3.2.1). De esta manera, además de la disponibilidad, se podrá saber la potencia que los aerogeneradores tendrán para cada periodo de simulación.

Por lo tanto, para cada repetición se habrá simulado el estado de cada unidad de generación con el método probabilístico de Monte Carlo. La suma de todos los estados de cada central de generación determinará el estado del sistema.

### 2.2.3 Proceso de convergencia

Como se ha dicho anteriormente el método de MC está basado en un proceso de repeticiones, por tanto ha de calcularse el número de repeticiones mínimas para que los resultados sean fiables y el error esté dentro de unos márgenes.

Para poder establecer unos márgenes, primero se definirá el error como la diferencia (en valor absoluto) entre el valor medio y el valor estimado de la simulación en un momento determinado. En la figura 4 se puede ver de forma gráfica.



**Figura 4. Proceso de convergencia de una simulación de Monte Carlo**

En la figura 4 se observa que la simulación de MC crea un proceso de convergencia fluctuante, que al aumentar el número de muestras, disminuye la cota de error del resultado final hasta mantenerse cerca del valor exacto (media de la variable en estudio). Si se ejecutasen un número de iteraciones infinito, los resultados tendrían una fiabilidad del 100% ya que se consideran todos los valores posibles de las



variables. Esto sería imposible de realizar ya que los tiempos de cálculo de dichas iteraciones serían muy grandes.

La expresión para poder obtener el error de la simulación de Monte Carlo para un índice en estudio es:

$$Error(\varepsilon) = \frac{\sigma}{E(x)} \cdot 100 [\%] \quad (4)$$

Donde  $\sigma$  es la desviación típica del proceso, y  $E(x)$  es la media obtenida en el proceso del índice de fiabilidad en estudio.

Para el proyecto se ha establecido un número de iteraciones máximas igual a 80000 y un margen o cota de error con un valor máximo de 5%. Después de varias comprobaciones con distintos valores de repeticiones, se escoge 80000 como número máximo debido a que con ese valor nos aseguramos que la convergencia es fiable y se cumple que el error estará por debajo del valor establecido. En el capítulo 6 se mostrará en forma de resultado dicha convergencia.

## 2.3 Métodos de simulación para el cálculo de la fiabilidad

Existen varios planteamientos de simulación para el cálculo de los índices de fiabilidad, en este proyecto se ha utilizado uno de ellos, el método de estimación del estado [1].

Antes de explicar el método utilizado se debe saber la definición de determinados términos.

- **Componente:** Elemento del sistema, el cual, genera potencia eléctrica. En este caso hará referencia a las centrales de generación convencional y los parques eólicos implantados en el sistema.
- **Estado de un componente:** Un componente podrá tener dos estados, disponible o no disponible. Si está disponible aportará potencia de generación al sistema y si no está disponible su aportación al sistema será nula.



### 2.3.1 Método de estimación del estado.

Con este método, lo que se pretende es buscar una estimación del estado del sistema eléctrico, es decir, cuánta cantidad de potencia de generación tiene disponible para suplir la carga de un instante dado, sumando la potencia de todos los componentes que estén disponibles. Para calcular el estado de cada componente se puede determinar mediante el muestreo (capítulo 2.2.1) de la probabilidad, es decir, comprobar si están o no están disponibles según la probabilidad de cada componente.

La cantidad de generación del sistema para una muestra dada, se puede expresar usando el vector de capacidad de generación ( $G_{ik}, i=1, \dots, m$ ), donde  $G_{ik}$  es la potencia disponible de los  $i_{th}$  componentes en la  $k_{th}$  muestra y  $m$  es el número de componentes del sistema. Para un nivel de demanda  $D$  (capítulo 2.3.2), la demanda no suministrada (DNS) debido a la insuficiente capacidad de generación en la  $k_{th}$  muestra es dada por,

$$DNS_k = \max \left\{ 0, D - \sum_{i=1}^m G_{ik} \right\} \quad (5)$$

Las nuevas expresiones de los índices de fiabilidad anuales para las  $N$  muestras se pueden calcular de la siguiente manera:

Demanda esperada no suministrada (EDNS), [MW]

$$EDNS = \frac{\sum_{k=1}^N DNS_k}{N} \quad (6)$$

Pérdida esperada de energía (LOEE), [MWh/año]

$$LOEE = \frac{\sum_{k=1}^N DNS_k \cdot 8760}{N} \quad (7)$$

Pérdida de carga esperada (LOLE), [hr/año]



$$LOLE = \frac{\sum_{k=1}^N I_k(DNS_k)}{N} \times 8760 \quad (8)$$

Donde  $I_k$  es el indicador variable que indica que,

$$I_k = \begin{cases} 0 & \text{si } DNS_k = 0 \\ 1 & \text{si } DNS_k \neq 0 \end{cases} \quad (9)$$

Por lo tanto estas serán las nuevas expresiones de los índices de fiabilidad, que serán usadas en el código que se creará para el cálculo del crédito de capacidad.

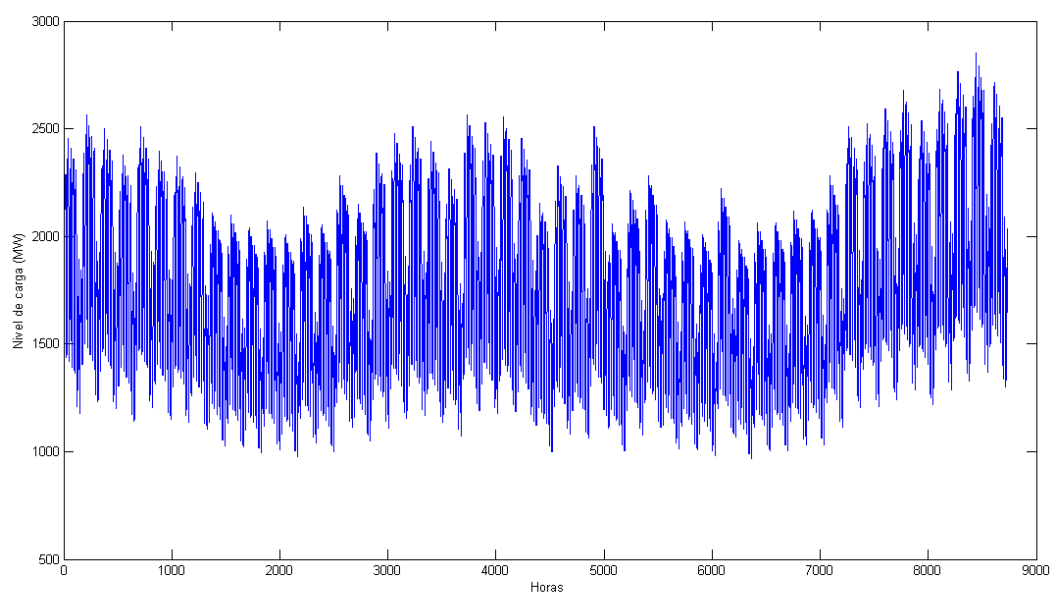
En comparación con otros métodos de muestreo, este método tiene las siguientes ventajas:

- Se requiere menos tiempo de cálculo y almacenamiento de la memoria que en otros métodos, en particular un sistema a gran escala.
- Los datos básicos son, las probabilidades que hace que establezca el estado de cada unidad de generación convencional y la curva potencia-velocidad del aerogenerador junto con los parámetros de la distribución Weibull (velocidad del viento) para la generación eólica, sin tener en cuenta los índices de transición entre los estados de las unidades de generación. Es más fácil para una compañía de energía eléctrica proporcionar la probabilidad del estado, el tipo de aerogenerador que usa y los datos de viento que otros datos.

### **2.3.2 Curva de demanda anual (Método por intervalos)**

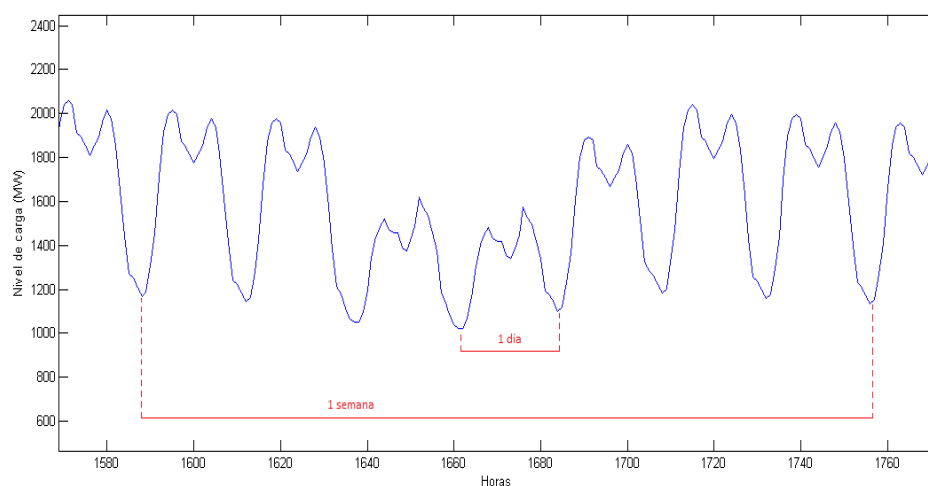
La curva de demanda o carga anual describe el consumo de potencia (MW) en un sistema eléctrico (en horas). En la figura 5 se pueden ver un ejemplo del sistema eléctrico que se ha estudiado, el cual tiene un máximo de carga de 2850 MW.





**Figura 5. Curva de carga anual para un máximo de 2850 MW**

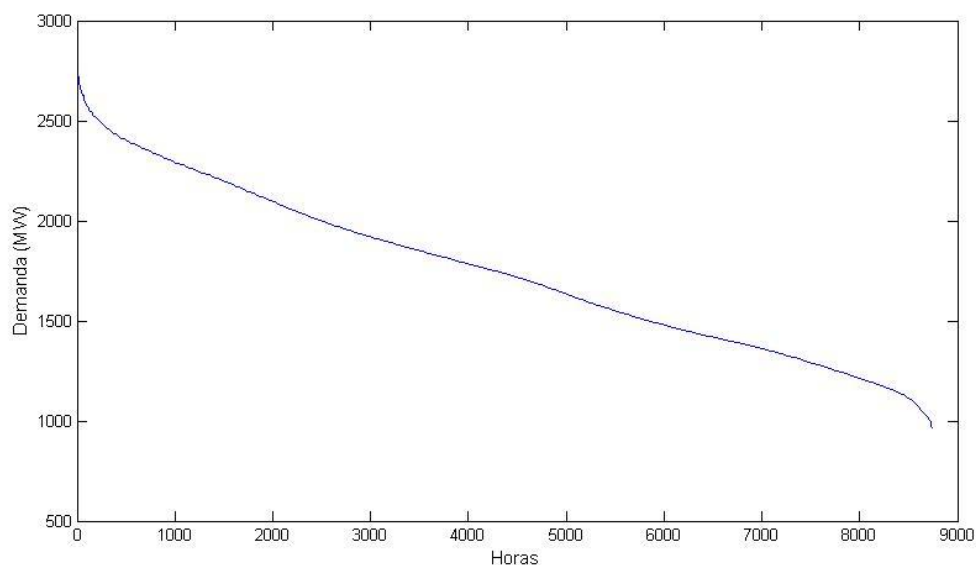
En esta figura se puede ver que el nivel de demanda varía dependiendo de la hora del día y la época del año, además muestra como varían los valores de demanda según en el periodo del año nos encontremos. Para poder ver de forma más clara lo que ocurre con el nivel de demanda en un día, en la figura 6 se ha tomado parte de la figura 5 hasta obtener los valores para una semana.



**Figura 6. Curva de carga semanal**

Si en la figura 5 se diferenciaba de mejor manera los distintos niveles de carga para cada periodo del año, en esta figura se diferencia la evolución de la demanda para una semana. Se ha señalado el periodo que corresponde con los siete días de la semana, en él se puede ver que hay 5 días que tienen una forma muy parecida con ligeras diferencias en los valores de de carga y otros dos días que difieren bastante de los otro días. Estos dos días corresponden al fin de semana donde la demanda disminuye de forma notable. En la figura, también se ha señalado la variación de la carga para un día cualquiera. Analizando la curva, se puede observar que los consumos con valores bajos corresponden a la noche mientras que la demanda con valores más altos corresponde con la última hora de la mañana y primera hora de la noche.

Si ordenamos los valores de mayor a menor nivel de carga de la figura 5, obtenemos lo siguiente.

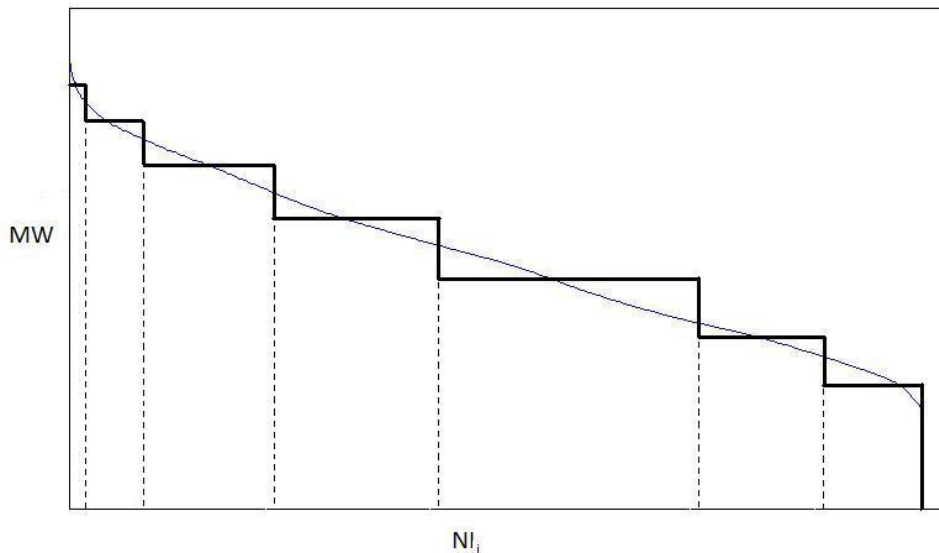


**Figura 7. Curva de carga anual ordenada de mayor a menor nivel de carga para un máximo de demanda de 2850 MW.**

Este es el modelado de la curva de carga anual más básico, ya que recorre cada una de las horas de un año. Este método no es muy práctico ya que necesita unos requisitos informáticos muy avanzados para poder realizar la simulación con una

velocidad en el proceso adecuada. Existen varios métodos para optimizar la curva de carga anual, uno de ellos es dividiendo la curva en intervalos.

El método por intervalos [10] de la curva de carga anual, es un método el cual divide la curva de carga anual en diferentes intervalos de demanda (figura 8), con ello lo que se consigue es una reducción del tiempo de cálculo de los índices de fiabilidad. Estos índices pueden ser calculados mediante una ponderación de los índices calculados en cada nivel de carga (capítulo 2.3.1) con la probabilidad de cada intervalo escogido. Por ejemplo, si la curva de carga se divide en NL intervalos, en el intervalo iésimo incluye  $NI_i$  puntos de carga.



**Figura 8. Ejemplo de curva de carga por intervalos**

En el ejemplo de la figura se puede ver, que la curva de carga anual de 8760 puntos queda reducida a 7 intervalos. Como se dijo en el anterior párrafo, cada intervalo contiene  $NI_i$  puntos de carga.

Por lo tanto la probabilidad del iésimo intervalo es:

$$P_i = \frac{NI_i}{8760} \quad (10)$$



Por lo que los índices de fiabilidad se pueden obtener de la siguiente manera:

$$EDNS = \sum_{i=1}^{NL} EDNS_i P_i \quad (11)$$

$$LOEE = \sum_{i=1}^{NL} LOEE_i P_i \quad (12)$$

$$LOLE = \sum_{i=1}^{NL} LOLE_i P_i \quad (13)$$

Donde  $EDNS_i$ ,  $LOEE_i$  y  $LOLE_i$  son los índices anuales para el  $i_{th}$  escalón de carga que son calculados con las ecuaciones (6), (7) y (8).



### **3 INCERTIDUMBRE DE LA GENERACIÓN**

La incertidumbre es la falta de seguridad o certeza de saber un resultado futuro. Esa falta de seguridad no será igual para todos los casos, ya que dependiendo de los factores que influyan, el resultado tendrá mayor o menor incertidumbre. Por ejemplo, se van a disputar dos partidos de tenis, uno en Londres y otro en el Sevilla. Si llueve, el partido de tenis se suspende, por lo tanto, la incertidumbre de que se juegue el partido en Londres será mayor que la incertidumbre de jugarlo en Sevilla, ya que la probabilidad de que llueva en Londres es mayor. Con esto se intenta explicar que para un mismo suceso (partido de tenis) la incertidumbre no es la misma y la predicción de ésta se basa en datos anteriores.

Este proyecto trata de estimar la probabilidad de que la generación disponible en un sistema eléctrico sea superior a la demanda en cualquier momento. Para ello se distinguen dos tipos de generación, la generación convencional (Térmica) y la generación eólica.

La incertidumbre dependerá, en este caso, del tipo de generación que se quiera predecir. No es lo mismo la certeza con la que se puede predecir la generación convencional que la certeza para predecir la generación eólica. La segunda tendrá una incertidumbre mayor que la primera, es decir, es más difícil predecir los valores de generación. Esto es debido a que la generación convencional es más firme y estable ya que depende, en gran medida, de la probabilidad de disponibilidad de la central de generación. Por otro lado, la generación eólica, además de depender de la probabilidad de disponibilidad del aerogenerador, dependerá también de un factor aleatorio como es la velocidad del viento.

Por lo tanto, el objetivo de este apartado es explicar el tratamiento de los datos para cada tipo de generación y de esta manera, modelar la incertidumbre con la que poder generar los números aleatorios de la simulación.

Una buena predicción de la incertidumbre de los datos es muy importante, ya que mejorará la calidad de la simulación, haciéndola lo más real posible.



### 3.1 Generación convencional

Cuando se habla de generación convencional, se habla, entre otras características, de una generación no renovable, firme y con un alto porcentaje de disponibilidad. Los tipos de centrales para este tipo de generación pueden ser, entre otras, centrales térmicas, de ciclo combinado, nucleares, etc. Para el estudio y siguiendo el anexo de [1], de donde se recogen los datos de entrada para la simulación del sistema (capítulo 5), se modelarán centrales térmicas.

En un sistema eléctrico no solo existe un mismo tipo de central con las mismas características, sino que existen varios tipos y con diferente capacidad de generación. Cada central tendrá una probabilidad de disponibilidad, dependiendo del tipo de generación, potencia instalada, etc. Para poder entender el método que se usará para el cálculo de los índices, primero se tiene que modelar cada central.

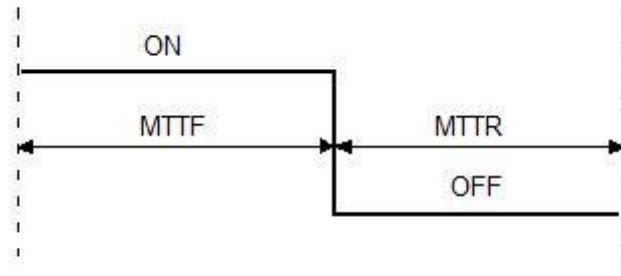
En este proyecto, en las centrales de generación convencional se considera solo dos estados (fallo y operación), es decir, la posibilidad de estados de una central es  $2^n$  estados posibles. Por ejemplo, un sistema modelado con 20 centrales tiene 1.048.576 estados de manera que la dificultad del análisis es obvia. Por otro lado, los modelos que tratan de reflejar con mayor fidelidad el comportamiento y operación real de los distintos elementos de un sistema eléctrico consideran más de dos estados, aumentando aún más la cantidad de estados posibles del sistema, lo cual para los estudios de este proyecto no se ha tenido en cuenta.

Por lo tanto, en la simulación, lo que se busca es saber que probabilidad de disponibilidad e indisponibilidad tiene cada una de las centrales de generación. Para poder calcular la probabilidad de que una central esté disponible o no, como se dijo en el anterior párrafo, se considera una central con dos únicos estados. Estos estados llevan asociados a dos términos:

- **Mean Time To Failure (MTTF):** Un componente se encuentra en funcionamiento durante un tiempo prolongado hasta que falla, se repara en una cantidad razonable de tiempo, y una vez más comienza a funcionar durante cierto tiempo. Por lo tanto, el término MTTF es la media de la cantidad de tiempo que el componente se encuentra en funcionamiento. Se mide en horas.
- **Mean Time To Repair (MTTR):** Este término será el tiempo medio que toma un componente hasta que queda totalmente reparada del fallo, es decir, es el

tiempo total tomado en las reparaciones dividido entre el número de reparaciones totales durante un periodo de tiempo dado. También se mide en horas.

En la figura 9 se pueden ver de forma gráfica.



**Figura 9. MTTF y MTTR para el estado de una central**

Estos términos expresan el tiempo medio hasta que la central falla y el tiempo medio hasta que vuelve a funcionar, otros términos interesantes e importantes son el número medio de fallos ( $\lambda$ ) y el número medio de reparaciones ( $\mu$ ) al año en una central. Estos términos se calcularán con las siguientes expresiones:

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \cdot 8760 \text{ [fallos/año]} \quad (14)$$

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \cdot 8760 \text{ [reparaciones/año]} \quad (15)$$

Una vez definidos los términos de disponibilidad de una central eléctrica, las expresiones de la probabilidad de disponibilidad o no disponibilidad de una central son:

$$P_0 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (16)$$



$$P_1 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (17)$$

Donde  $P_0$  es la probabilidad de estar operativa una central y  $P_1$  es la probabilidad de no estar operativa.

Estos dos términos serán calculados para cada una de las centrales que dispone el sistema. Para facilitar el cálculo, se pueden despejar las ecuaciones 16 y 17 en función de los valores de MTTF y MTTR, ya que son los valores facilitados en [1] para el estudio. Por lo tanto las expresiones quedarían de la siguiente manera:

$$P_0 = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (18)$$

$$P_1 = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} \quad (19)$$

Sabiendo las expresiones de disponibilidad y no disponibilidad en función de los tiempos medios de fallo y reparación, se debe simular la determinación del estado de cada central, es decir, si va a estar o no disponible para contribuir a suplir la demanda requerida. Esta determinación del estado se hará de forma aleatoria siguiendo los pasos del método de muestreo del estado (apartado 2.3.1).

Este método establece que, el comportamiento de cada central de generación convencional puede ser simulado por una secuencia de números aleatorios uniformemente distribuidos entre [0,1]. En este caso donde solo hay dos estados posibles,  $S_i$  denota el estado de la  $i_{th}$  unidad de generación y  $FU_i$  es la indisponibilidad calculada según lo explicado anteriormente (ecuación 19). Si se tiene un número aleatorio uniformemente distribuido  $U_i$  entre [0,1], se cumple que para cada unidad generadora,



$$S_i = \begin{cases} 0 & \text{(disponible) si } U_i \geq FU_i \\ 1 & \text{(no disponible) si } 0 \leq U_i < FU_i \end{cases} \quad (20)$$

Véase de forma gráfica en la figura 10 la distribución de la disponibilidad de una central de generación convencional.

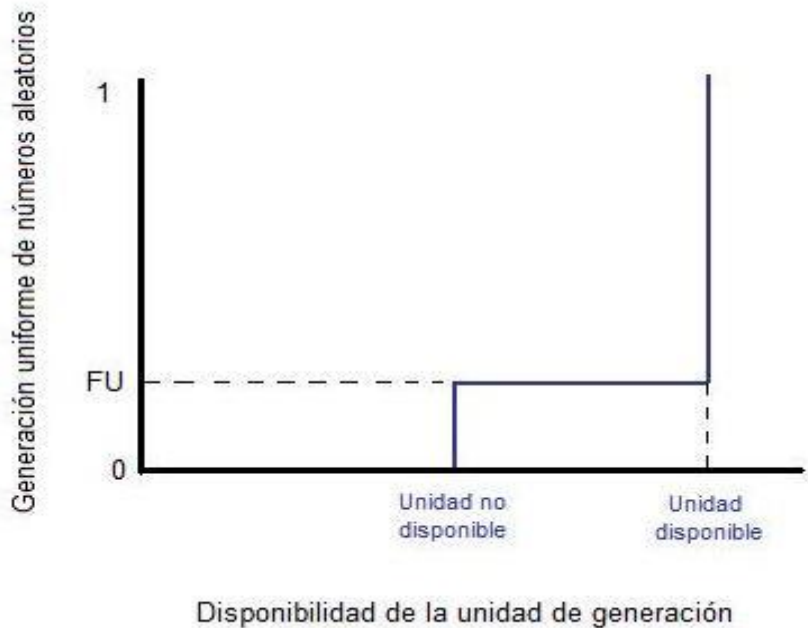


Figura 10. Distribución de la disponibilidad de una central de generación convencional

Como se muestra en la figura, el estado de la central dependerá de un valor escogido aleatoriamente entre  $[0,1]$ . Si el valor generado es igual o inferior a  $FU$ , la central no estará disponible, sin embargo, si es mayor a  $FU$ , la central de generación estará disponible. Como se indicó al principio del apartado, la generación convencional tiene en una de sus mayores ventajas en la estabilidad, debido a que tiene un alto porcentaje de disponibilidad.

Una vez obtenidas las distribuciones de probabilidad de disponibilidad de cada una de las centrales, basta con generar valores aleatorios a cada una de las centrales y de esta manera saber cuál de ellas está disponible en un instante dado. La potencia nominal de las centrales que estén disponibles, se sumará al vector  $G$  del apartado 2.3. Este vector contiene la suma de las potencias nominales de las centrales de generación convencional disponibles y la potencia eólica disponible.



### **3.2 Generación eólica**

En los últimos años las fuentes renovables de energía, como es en este caso la energía eólica, han tomado una fuerza importante en los planes de desarrollo de un sistema eléctrico. Esto es debido principalmente a la preocupación de con la disminución de las reservas de los combustibles fósiles, y el impacto al medio ambiente de los sistemas convencionales. El recurso de la generación eólica es el viento. El viento es una fuente inagotable y ecológicamente 100% limpia. Las estadísticas anuales del mercado publicadas por el Consejo Mundial de Energía Eólica [3], muestran que la industria eólica instaló poco más de 41.000 MW nuevos de energía eólica en el año 2011, con lo que la capacidad total instalada a nivel mundial supera los 238.000 MW a finales del año pasado. Un problema importante y por lo tanto un gran obstáculo para que el viento se use como fuente de generación en un sistema, es el hecho de que es un tipo de generación intermitente y difusa. Sin embargo, el buen funcionamiento de los parques eólicos instalados hasta la fecha es un estimulante para saber que la energía eólica es una opción prometedora.

La simulación de la energía eólica es más compleja que la de la energía convencional. Esto es debido a que la generación eólica, como se dijo antes, es intermitente y difusa, por lo que es más inestable en cuanto a fiabilidad se refiere. Esta dificultad es debida en mayor medida a su principal factor, el viento y más concretamente, la velocidad del viento.

El viento es un recurso natural, por lo que es muy difícil predecir su velocidad con exactitud. Para la simulación de la velocidad del mismo se hará, como en el caso de la generación convencional, mediante la generación de números aleatorios que conseguirán los valores de velocidad del viento. La generación de estos valores aleatorios no seguirá la misma distribución para todos los parques eólicos, sino que dependerá de la zona geográfica donde se instalen. Estadísticamente la frecuencia de los valores de viento, para un lugar geográfico y durante un tiempo de estudio, sigue una distribución específica, llamada distribución Weibull.

### 3.2.1 Distribución de la velocidad del viento (Distribución Weibull)

Las distribuciones más utilizadas para representar las direcciones y velocidades del viento son: la distribución por rumbos de dirección y la distribución por frecuencias de velocidades. La primera para este proyecto no se tendrá en cuenta.

La segunda, el estudio de la distribución de frecuencias de las velocidades, es decir, la distribución de probabilidades de velocidades de viento, resulta imprescindible para determinar el potencial eólico disponible. Además el utilizar una representación analítica para la distribución de probabilidades de velocidades de viento puede ofrecer ciertas ventajas en determinados emplazamientos. Como se ha indicado anteriormente, la expresión analítica más usada en estudios de recurso eólico para representar la probabilidad de velocidades de viento es la distribución Weibull que, en función de los dos parámetros que la definen, permite la evaluación de varias propiedades importantes de las características del viento, como por ejemplo la probabilidad de que existan velocidades de viento superiores a una determinada, la velocidad media, así como una estimación de la energía producible en el punto de interés, al comparar su distribución Weibull asociada con la curva de potencia (capítulo 3.2.2) del aerogenerador estudiado.

La expresión matemática de la función de densidad de la distribución tiene la siguiente forma:

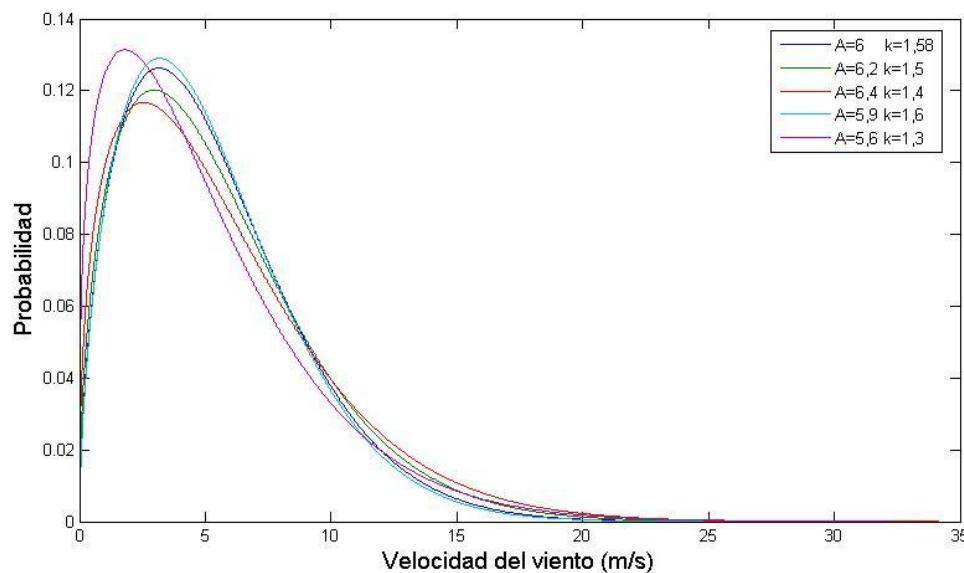
$$f(x) = \begin{cases} \frac{k}{A} \left(\frac{x}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{A}\right)^k} & x \geq 0 \\ 0 & x < 0 \end{cases} \quad (21)$$

Donde, como se dijo anteriormente, la distribución la definen el parámetro de escala A (m/s), que nos da el valor de velocidad media, y el parámetro de forma k (adimensional), que nos da una idea de cuan angosta o sesgada hacia la izquierda (hacia cero) es la curva (figura 11).

Esta distribución puede adoptar muchas formas y establecer distintas propiedades, ya que no solo es utilizada para la energía eólica. Para poder tener una idea de los valores de forma y escala adecuados a la simulación del proyecto, será necesario dirigirse a [4] donde se recogen diferentes parámetros de Weibull para

diferentes capitales europeas y españolas. Este documento recoge varios estudios que se basan en la obtención de datos de velocidad de viento en varios emplazamientos y durante un tiempo determinado. Una vez obtenidos los datos de viento suficientes, crea un histograma y de forma analítica halla la distribución de Weibull con los valores de los parámetros de forma y escala correspondientes al estudio.

La figura 11 muestra cinco ejemplos de curvas de densidad de probabilidad de Weibull, donde se puede ver el diferente comportamiento del viento para los distintos parámetros de forma y escala.



**Figura 11. Función de densidad de probabilidad para distintos parámetros de forma y escala**

En la figura, están representadas la probabilidades (eje y) de las velocidad del viento (eje x) para varios de los emplazamientos de [4]. Analizando las curvas, se observa que las distribuciones de las velocidades del viento no son simétricas para ninguna de las curvas. A veces tendrán velocidades de viento muy altas (20-25 m/s), pero son muy raras. Por otro lado, las velocidades del viento entre 4 y 6 m/s son las más comunes ya que es donde se concentran la mayor cantidad de puntos.

Si se habla de la parte estadística, el área bajo la curva siempre vale exactamente 1, ya que la probabilidad de que el viento sople a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, debe ser del 100%.



Si sumamos las frecuencias de la anterior curva por orden, se obtiene la curva de las frecuencias de las velocidades del viento acumuladas. La función de frecuencias acumuladas de Weibull  $F(x)$  da la probabilidad de una velocidad del viento sea igual o menor que  $x$ . Su expresión matemática se obtiene integrando  $f(x)$  resultando:

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{A}\right)^k} \quad (22)$$

Para  $x > 0$ , siendo nula cuando  $x < 0$ .

En la siguiente figura se muestran ejemplos de curvas de frecuencias acumuladas para los mismos valores de escala y forma que en la figura anterior.

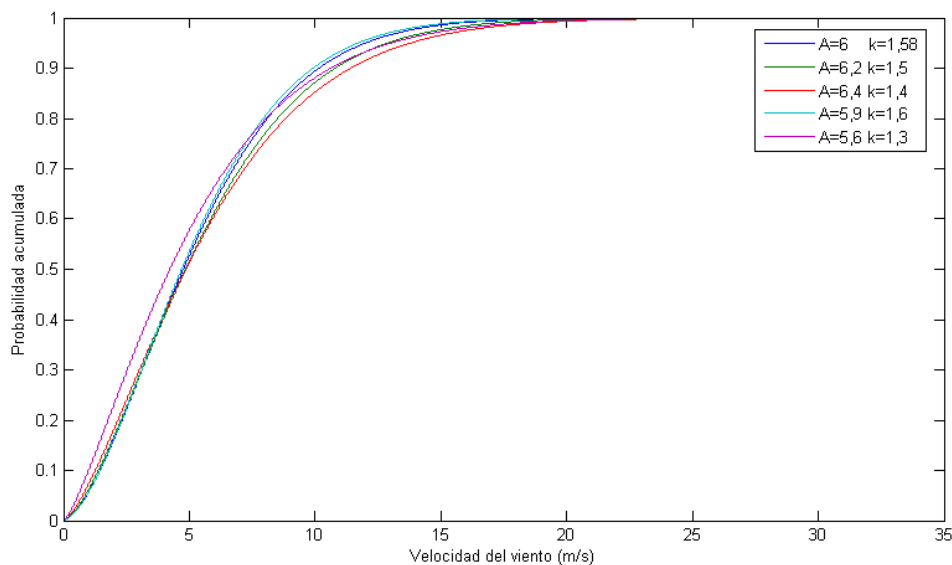


Figura 12. Curvas de frecuencias acumuladas de para distintos valores de forma y escala

De esta figura se obtiene que, si tenemos un valor de probabilidad acumulada igual a 0,5 correspondiente con un valor de velocidad de viento en torno a los 4 y 5 m/s, la mitad de los valores están por debajo y la otra mitad están por encima de ese rango de velocidades. Por lo tanto el valor velocidad del viento que coincida con un valor de probabilidad del 50%, será la mediana de la distribución.



En un sistema eléctrico, la distribución de los parques eólicos se hace a lo largo de toda la geografía del sistema en estudio, por ejemplo España [5]. Esto quiere decir, que para poder realizar un buen modelado de la generación eólica, se necesita saber distintos parámetros de escala y forma de la distribución Weibull. Con las distintas distribuciones de Weibull, obtenidas de [4], se consiguen distintas frecuencias de velocidades de viento (medias de velocidad de viento distintas), que a su vez da como resultado la simulación de los distintos emplazamientos geográficos donde estarán instalados los parques eólicos. De esta manera, el modelado de la generación eólica se asemejará a un sistema real.

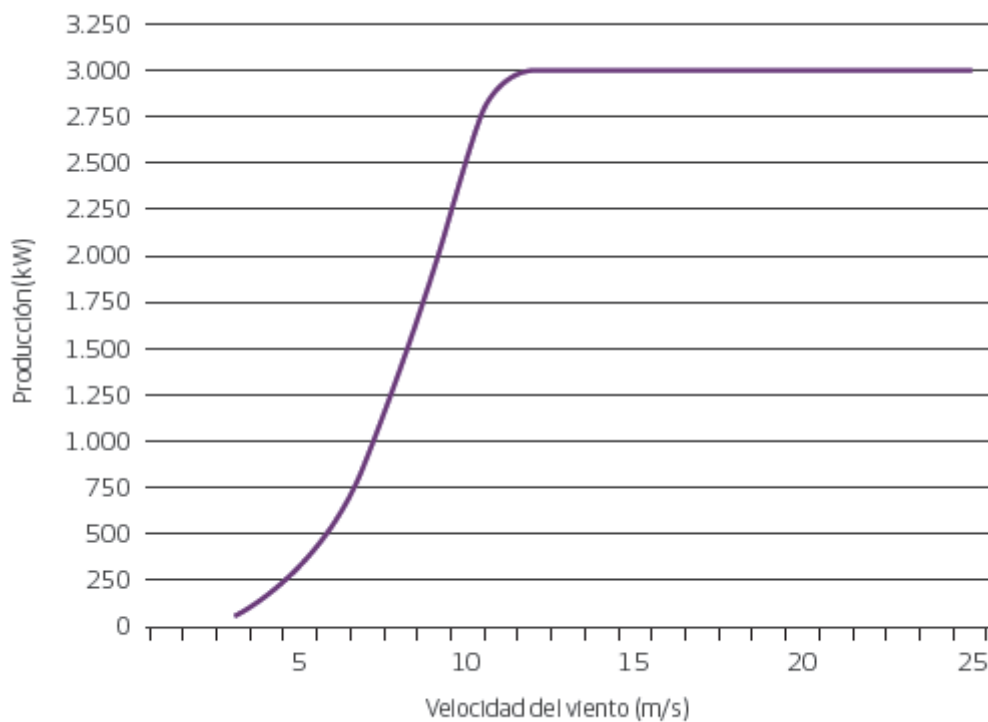
Una vez determinadas las distribuciones, el siguiente paso es la simulación de los valores de velocidad de viento. Esta simulación, de igual manera que con la generación convencional, se realizará mediante la generación de valores aleatorios. Estos valores aleatorios en conjunto con las diferentes distribuciones de Weibull, darán como resultado distintos valores de velocidad de viento. En el capítulo 5, se desarrollará de forma más particular como se han generado las velocidades del viento en el proyecto.

Todos esos valores de velocidad se tienen que convertir en valores de potencia eléctrica, esto se realiza mediante la curva de potencia (MW) vs velocidad del viento (m/s) que tiene cada aerogenerador.

### **3.2.2 Curva de Potencia – Velocidad del viento (PV)**

Un parque eólico contiene un número de aerogeneradores determinado, que son los encargados de convertir la velocidad del viento en potencia eléctrica. Cada aerogenerador, dependiendo del fabricante, tiene unas características distintas. Entre esas características está la curva potencia vs velocidad del viento (PV). Esta curva es la encargada de obtener un valor potencia en función del valor de velocidad de viento que haya recogido.

A continuación, se expone un ejemplo de una curva PV del aerogenerador elegido para este proyecto [10]. El fabricante es Vestas y el modelo V-112 de 3 MW de potencia de generación máxima. Cabe destacar entre sus características que es un aerogenerador de velocidad variable, es decir, que su generación es controlable.



**Figura 13. Curva PV del aerogenerador Vestas V-112 de 3 MW de potencia máxima [11]**

Haciendo un análisis de la figura 13, se puede ver que la potencia del aerogenerador es nula hasta una velocidad mínima o de arranque de 3 m/s. A partir de ahí crece rápidamente (aproximadamente como el cubo de la velocidad) creciendo asimismo el régimen de giro del rotor. Al llegar el viento a una velocidad en torno a los 12 m/s comienzan a actuar los mecanismos de limitación y la potencia de salida se mantiene constante.

Esta potencia se le denomina de diseño o nominal y se mantiene hasta los 25 m/s. De ese valor en adelante, la potencia de salida se anula desconectándose la turbina. En este tramo actúan los mecanismos de protección, frenando el rotor por motivos de seguridad.

Hay que destacar que las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo, dónde un anemómetro está situado sobre un mástil relativamente cerca del aerogenerador (no sobre el mismo aerogenerador ni demasiado cerca de él, pues el rotor del aerogenerador puede crear turbulencia, y hacer que la medida de la velocidad del viento sea poco fiable).



### **3.2.3 Horas equivalentes de un aerogenerador**

Otra característica que hace más real la simulación de energía eólica, es la limitación de las horas equivalentes de cada aerogenerador.

Las horas equivalentes suponen la cantidad de horas que, en un año determinado, está el aerogenerador funcionando a pleno rendimiento (potencia nominal). Se pueden obtener midiendo la producción anual del aerogenerador y dividiendo esa cantidad por la potencia nominal.

Según [11] en España, el valor de horas equivalentes mínimas que debe tener una instalación eólica para la obtención de una prima económica, son 2589 horas/año. Por este motivo, ese valor se toma como referencia para los parques eólicos modelados en el sistema en estudio. Deberán superar dicho valor para que la simulación sea correcta.

En el apartado 5.4 se explicará, de forma particular, los pasos seguidos para la simulación de la generación eólica.





## **4 EL CRÉDITO DE CAPACIDAD. MÉTODO DE CÁLCULO**

La energía eólica se ha convertido en unas de las tecnologías más prometedoras para hacer frente a los problemas medioambientales de las actuales fuentes de energía eléctrica. En los últimos años, el aumento de la penetración de la energía eólica en los sistemas eléctricos, ha dado lugar a una serie de estudios donde se mira el comportamiento de esta cuando es integrada de forma progresiva en un sistema. Un cálculo clave de estos estudios es el crédito de capacidad (CC) de la energía eólica. El CC puede ser definido, de forma general, como la cantidad de generación convencional que puede ser reemplazada por la generación de energía eólica manteniendo los mismos niveles de fiabilidad en el sistema.

La pregunta es: ¿De qué forma varía el CC a medida que se va integrando energía eólica en la red? ¿Hasta qué porcentaje de penetración de energía eólica es fiable para el sistema eléctrico?

El propósito de este estudio es desarrollar un código el cual, mediante el modelado de un sistema eléctrico junto con el uso de los principales índices de fiabilidad, haga una estimación del valor del CC en diferentes penetraciones de energía eólica.

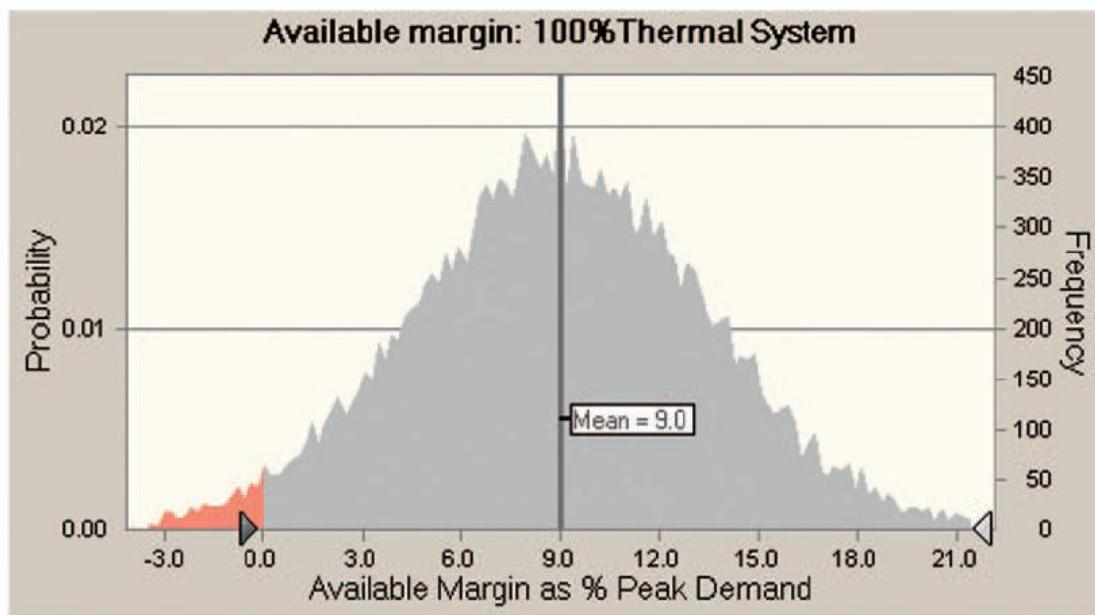
### **4.1 Definición y características**

Como se dijo anteriormente, el CC de la energía eólica se define como la cantidad de potencia de generación eólica instalada, la cual, puede sustituir a una potencia de generación convencional instalada sin afectar la calidad del servicio.

De forma más particular en [6], el CC se define como la cantidad de demanda que puede satisfacer una cierta cantidad de generación eólica sin incrementar el valor de LOLP, es decir, sin variar la fiabilidad de un sistema eléctrico. El CC viene expresado, normalmente, en términos de porcentaje de generación convencional que puede ser reemplazada por la generación eólica. Por ejemplo, 1000 MW de generación eólica instalada con un valor de CC del 30%, sustituye a 300 MW de generación convencional instalada.

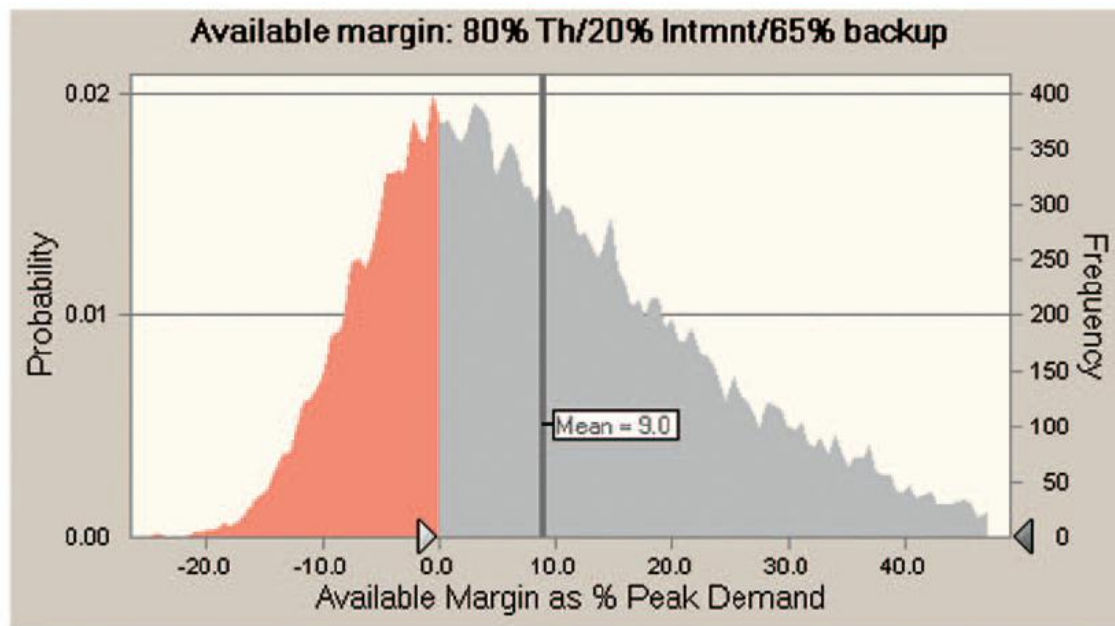
Para entender mejor el concepto de CC y además obtener una expresión para el cálculo del mismo, a continuación se explicará un ejemplo de [6].

En este ejemplo se realiza la simulación de tres casos distintos del mismo sistema eléctrico (figuras 14, 15 y 16), donde se muestran las distribuciones de frecuencias de los márgenes del sistema para los tres casos. Se habla de margen del sistema, a la diferencia entre la demanda del sistema y la cantidad de generación total del sistema en cada momento de la simulación.



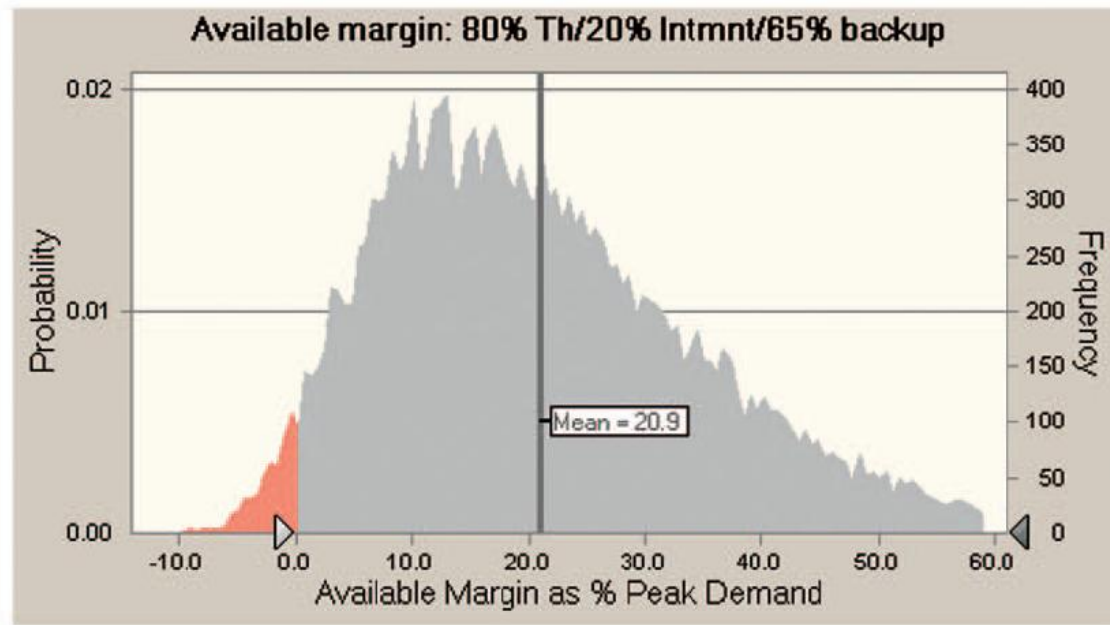
**Figura 14. Distribución de frecuencia del margen del sistema para un 100% de generación convencional [6]**

En el primer escenario (figura 14), toda la energía es generada por energía convencional y el margen del sistema es tal que el valor de probabilidad de pérdida de carga (LOLP) es 2,5%. El valor de LOLP está indicado por el área roja, donde la demanda es mayor que la generación disponible. La figura muestra también que la generación máxima disponible es de un 21% con respecto al pico de demanda. Esto quiere decir que la diferencia entre demanda y generación total, tiene un valor máximo del 21% con respecto al pico de demanda.



**Figura 15. Distribución de frecuencia del margen del sistema para un 80% de generación convencional y 20% de generación eólica [6].**

En el segundo caso (figura 15), el 80% de la generación es del tipo convencional y un 20% proviene de generación intermitente (eólica en este caso). Se puede observar que, para este caso, la media de todos los valores de diferencias entre demanda y generación del sistema, tiene el mismo valor que el del caso anterior (9%). La diferencia más notable al sustituir parte de la generación convencional por energía intermitente es que el valor de fiabilidad LOLP ha aumentado hasta un 30% volviendo al sistema menos fiable. Esto es debido, como se dijo en el apartado 3.2, a que la energía eólica es intermitente y difusa.



**Figura 16. Distribución de frecuencia del margen del sistema para un 80% de generación convencional, un 20% de generación eólica y generación del respaldo que anule la subida de LOLP anterior [6].**

Para poder anular ese incremento del valor de LOLP se simula un tercer caso. En este proceso, la generación del sistema será un 80% convencional, 20% de generación intermitente y se le añadirá una generación convencional “extra”, llamada también generación de respaldo. Esta adición de energía disminuirá el valor de LOLP hasta devolverlo al su valor inicial de 2,5%, en ese momento se dejará de añadir generación de respaldo. En la figura 16 se observa que la adición de la generación de respaldo ha llevado la distribución de frecuencia hacia la derecha, aumentando la media hasta un valor del 20,9.

Una vez explicado los tres casos, se puede obtener una expresión para poder calcular el valor del CC para un nivel de penetración de energía eólica dado. Expresión que será válida para la simulación del proyecto, ya que el método utilizado (capítulo 4.2) es semejante al usado en [6].

$$CC = \frac{(Pot1 - (Pot2 + Pot3))}{Pot\ eólica} \quad (23)$$

Donde  $Pot1$  es la potencia convencional instalada en el caso 1,  $Pot2$  es la potencia convencional instalada en el caso 2,  $Pot3$  es la potencia “extra” del caso 3, llamada también de respaldo y por último  $Pot$  eólica es la potencia eólica instalada en el caso 2.

Esta expresión calcula el CC para un valor de penetración dado y lo que se busca en el proyecto es ver la evolución del comportamiento del CC a medida que se introducen distintas penetraciones. Así en [6] se reflejan 29 estudios que van a proporcionar datos cuantitativos del CC y analizar así el comportamiento de cada evolución.

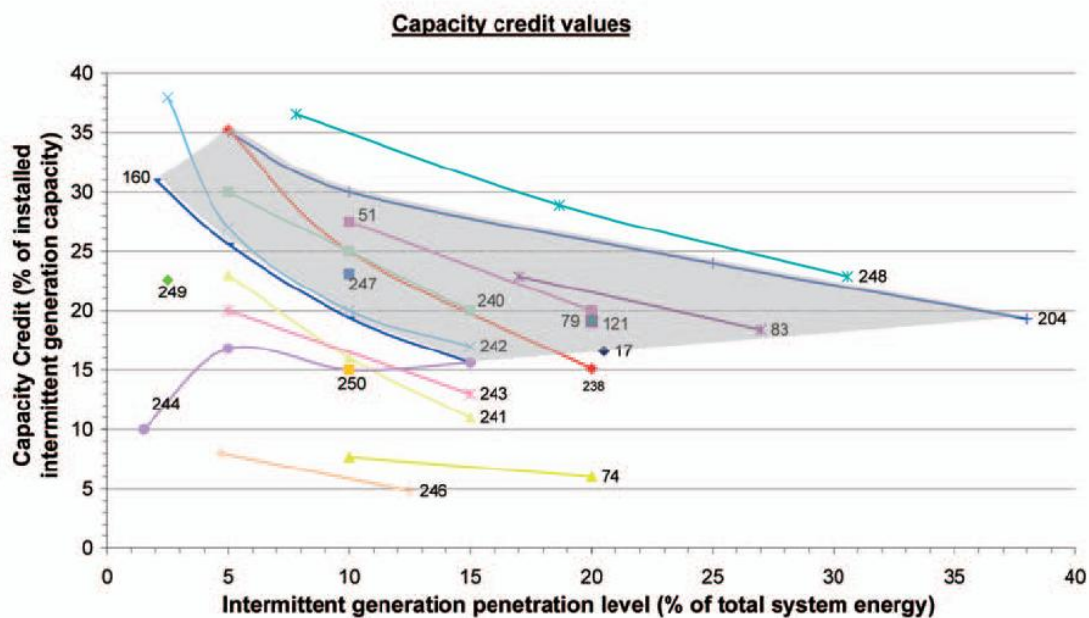


Figura 17. Ejemplos de los diferentes estudios de evolución del crédito de capacidad de la energía eólica [6].

Viendo la figura 17, los distintos estudios están marcados con unos números encima de cada curva, estos números son la referencia que utiliza [6] para identificar los diferentes casos. La referencia relativa a España, que se explicará más adelante con más detalle, es la referencia 244. Es interesante analizar también la zona sombreada de la figura, esta zona es donde se concentra la mayoría de los estudios del documento y es la que delimita el comportamiento normal que debe seguir la evolución del CC. Por lo tanto si los resultados de la simulación del proyecto están dentro de esa zona, será una evolución correcta.



Como se observa los estudios se han realizado para distintos niveles de penetración de energía eólica. La penetración a la cantidad de energía eólica inyectada a la red del sistema eléctrico, se define como el tanto por ciento de la energía total del sistema. Una de las principales características, que se cumple en casi la totalidad de los casos, es la tendencia del valor del CC. El valor del CC tiende a disminuir a medida que se aumenta la penetración de energía eólica. Esto lo que demuestra es que mayor cantidad de penetración, disminuirá el poder de sustitución de la energía eólica frente a la energía convencional.

Volviendo a la figura y analizando las curvas se puede ver que, para un 5% de penetración el rango del valor de crédito de capacidad, de todos los casos, oscila entre el 17% y 35%. Cuando la penetración es del 10% once de los doce estudios están en un rango del 15% al 30%. Mientras que para un 15% de penetración, los valores de crédito de capacidad se encuentran entre un 11% y un 20%. Finalmente, para un nivel de penetración del 20% seis de los siete puntos de datos se sitúan en un intervalo entre el 15% y el 20%. El límite inferior va en contra de la tendencia general del crédito de capacidad disminuya a la vez que la penetración aumenta. Esto es debido a los estudios que tendían a proporcionar el valor del rango más bajo en los niveles del 5% al 15% de penetración, en este caso para un nivel del 20% no se extienden ya que no permiten más penetración en el sistema.

Volviendo al caso particular de España [7] (ref 244 de la figura 17), se observa que no sigue la tendencia de las demás curvas. Analizando la curva se ve que la penetración de energía eólica va desde un 1,5% a un 16% de penetración. Si se observa la curva, se aprecia que no sigue el patrón normal de las demás curvas (zona sombreada). Del 1,5% al 5% el valor de CC crece, a partir del 5% hasta un 10% tiende a disminuir como en la mayoría de los casos. Finalmente del 10% al 16% el valor del CC se mantiene prácticamente constante.

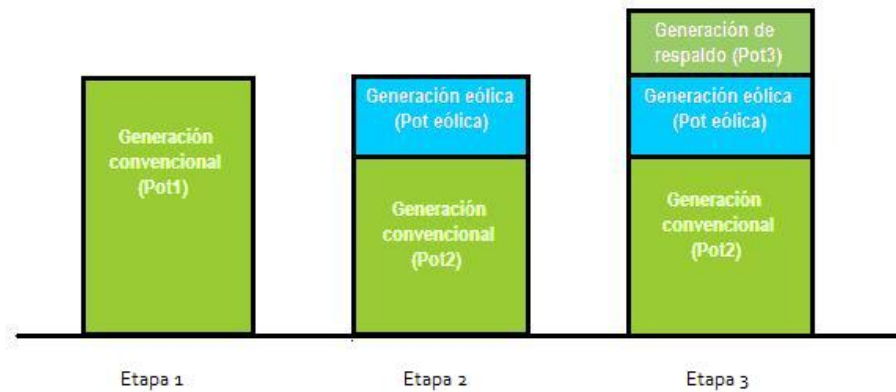
Los datos de esta figura lleva a dos conclusiones claras, primero, que todos los estudios tienen un valor de crédito de capacidad mayor que cero, y segundo, que el crédito de capacidad disminuye a medida que los niveles de penetración aumentan.

Esta figura sirve de gran ayuda para poder tener una noción de la evolución del crédito de capacidad en este proyecto, ya que será comparada con diferentes estudios y contiene gran parte de los estudios realizados hasta la fecha.

## 4.2 Método de cálculo del Crédito de Capacidad

El método desarrollado para el proyecto es semejante al seguido en [6], explicado en el apartado anterior. De igual manera, el método del cálculo del CC estará dividido en tres etapas. Como principal diferencia, el uso del índice de fiabilidad LOLE sustituye al uso de LOLP del ejemplo anterior.

En la figura 18 se expresa de forma gráfica cada uno de las etapas en las que está dividido el estudio.



**Figura 18. Etapas del método de cálculo del CC de la energía eólica.**

Como se observa en la figura, existe una primera etapa, la cual tiene por objetivo el cálculo de los índices de fiabilidad  $LOLE_0$  y  $LOEE_0$ . Este caso se compone por un 100% de generación de potencia del tipo convencional (térmica) en todo el sistema eléctrico. Los índices de esta simulación servirán de referencia para las siguientes etapas ya que será el caso base.

En la segunda etapa aparece la integración de la energía eólica. Tomando como referencia la generación de la etapa 1, se introducen distintos niveles de penetración de generación eólica a la vez que se resta lo equivalente de generación convencional, es decir, si se introduce un 5% de energía eólica de la energía total demandada, el 95% restante corresponde a energía convencional. En este caso se obtienen nuevos índices de  $LOLE_i$  y  $LOEE_i$ , donde  $i$  es el valor del porcentaje de penetración de energía eólica. La inyección de energía eólica hace que los valores de



los índices sean más elevados que los del anterior escenario debido a que la generación eólica es menos firme o estable que la generación convencional.

El objetivo de la tercer y última etapa, es anular la subida del índice  $LOLE_i$  añadiendo generación convencional, también llamada generación de respaldo, hasta devolver el índice al valor de  $LOLE_0$  de la primera etapa. Dicho de otra manera, como al añadir energía eólica en la etapa 2 se elevaron los valores de  $LOLE_i$  y  $LOEE_i$ , se introduce cierta cantidad de generación convencional de respaldo hasta volver al valor de  $LOLE_0$  de la etapa 1.

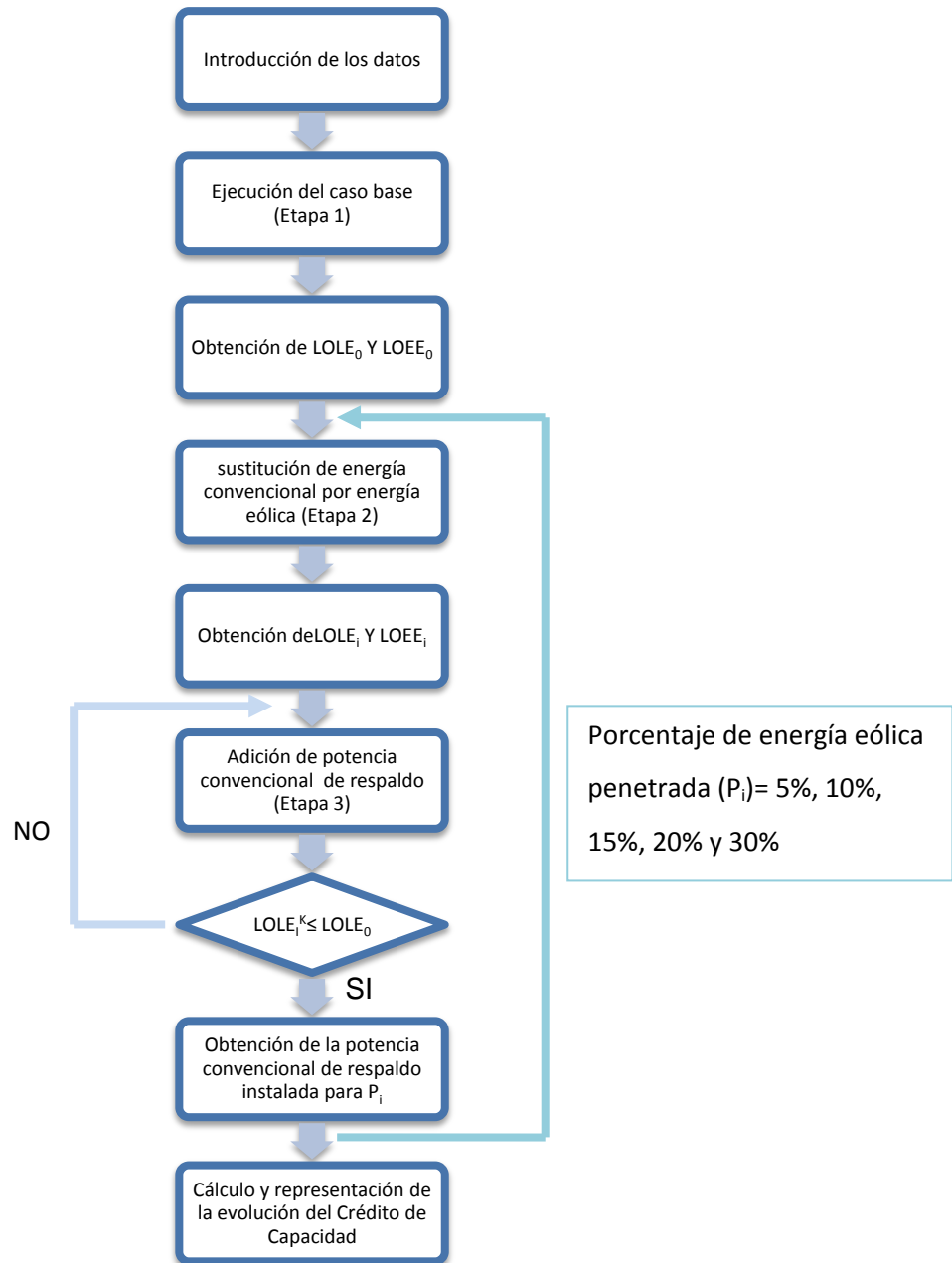
La generación de respaldo ( $Pot3$ ) obtenida junto con la generación eólica instalada ( $Pot$  eólica) y la generación convencional instalada ( $Pot1$ ) serán los factores que determinen el valor del CC de la energía eólica.

### **4.3 Desarrollo de la simulación**

Una vez explicado el método de cálculo del CC, mediante la herramienta informática Matlab se realizará la programación de un código encargado de simular todo el proceso de cálculo del CC. En este capítulo se explicará paso a paso el desarrollo que seguirá dicho código.

En la figura 19 se puede ver un diagrama del desarrollo de la simulación.





**Figura 19. Diagrama del desarrollo de la simulación**

El primer paso de la simulación es la introducción de los datos de entrada (capítulo 5), como pueden ser la curva de demanda anual por intervalos, número y tipo de centrales de generación con sus características, parámetros de Weibull que definan el comportamiento de la velocidad del viento, etc. Todos estos datos modelarán el sistema eléctrico escogido [1].

El siguiente paso es la ejecución del caso base (Etapa 1). En esta etapa la generación del sistema es 100% de tipo convencional y dará como resultado unos



índices de fiabilidad  $LOLE_0$  y  $LOEE_0$ , que servirán de referencia para el resto de la simulación.

Para calcular estos índices, el código realizará, para cada nivel de la curva de carga (capítulo 2.3.2), la comparación del valor de demanda del nivel en el que se encuentre junto con la generación existente simulada (capítulo 2.3.1). La generación será simulada mediante el método de Monte Carlo descrito en el capítulo 2.2.2, junto con lo explicado en el capítulo 3.1 referente a la disponibilidad de las centrales de generación convencional. Una vez comparada la demanda y la generación se podrá calcular los índices de fiabilidad. Este proceso de simulación de la generación disponible se repetirá, el número de veces necesarias hasta obtener el criterio de convergencia (capítulo 2.2.3) para cada nivel de la curva de carga (dividida en intervalos). Una vez llegado a alguna de las condiciones del criterio, se puede seguir con el siguiente nivel.

Cuando están calculados los índices para cada nivel de la curva de demanda, estos se suman y se obtienen los índices de  $LOLE_0$  y  $LOEE_0$  definitivos.

Para obtener los índices  $LOLE$  y  $LOEE$  de la etapa 2, el proceso de cálculo es el mismo que el usado en la etapa 1 pero variando el tipo de generación. En este caso un porcentaje de la energía convencional será sustituida por energía eólica y se realizará la simulación de la misma. Esta integración de generación eólica hará que los valores de  $LOLE$  y  $LOEE$  sean más elevados que los de la etapa 1.

En la tercera etapa, los datos de entrada serán idénticos que los de la etapa 2. En este caso se hará una adición de generación de tipo convencional, llamada de respaldo, con las mismas características de simulación que la generación convencional de la etapa 1. El objetivo de esta adición de generación de respaldo, es disminuir el valor de los índices de fiabilidad hasta devolverlo al valor del caso base ( $LOLE_0$ ). Si la cantidad de generación de respaldo añadida no es la suficiente para igualar o estar ligeramente por debajo del valor de  $LOLE_0$ , se volverá a realizar la simulación de la etapa 3 añadiendo más cantidad de generación de respaldo. En el momento que cumpla la condición podrá pasar a la siguiente etapa.

El proceso, desde la etapa 2 hasta lo explicado en el último párrafo, se repetirá tantas veces como niveles de penetración se consideren.

Una vez terminada la simulación para todos los niveles de penetración se podrá realizar la última etapa, calcular y representar la evolución del CC. Para ello se



empleará, para cada nivel de penetración de energía eólica, la ecuación 23. Como último paso se representará gráficamente todos los valores de CC calculados y de esta manera, poder comparar la evolución con los estudios de la figura 18.



## **5 MODELADO Y DATOS DEL SISTEMA**

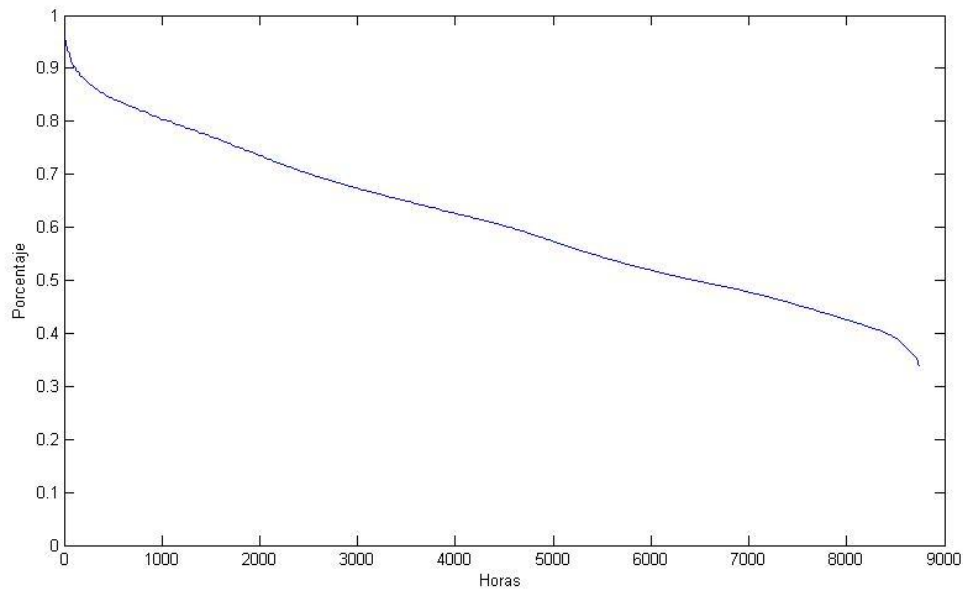
Como se comprobó en el capítulo anterior, el primer paso del diagrama de la simulación es la introducción de los datos del sistema. Estos datos pueden ser, entre otros, la curva de demanda anual, tipo y número de centrales de generación, parámetros de Weibull que especifiquen el comportamiento del viento, etc. En este capítulo se explicará de dónde y porqué se han escogido esos datos de entrada al sistema y de las técnicas escogidas para su tratamiento en la simulación. De esta manera se obtendrá el modelado de un sistema eléctrico lo más semejante a la realidad.

### **5.1 Recurso informático**

El software utilizado para el proyecto es Matlab (Matrix Laboratory). Es un software matemático que ofrece un entorno de desarrollo integrado (IDE) con un lenguaje de programación propio (lenguaje M). Una de sus mejores prestaciones es la manipulación de matrices. Esta prestación es muy importante para el proyecto, ya que al tener muchas iteraciones en el tiempo necesitamos guardar y acceder posteriormente a la información que contengan esas matrices.

### **5.2 Modelado de la curva de demanda anual**

La curva de demanda anual que se usará en el proyecto corresponde a la curva de carga recogida en las tablas A.1, A.2 y A.3 del anexo de [1]. Estas tres tablas nos señalan valores de consumo dependiendo de la semana, día y hora escogida. La combinación de estas tres tablas dará como resultado una curva de consumo anual representada en la figura 5.



**Figura 20. Curva de demanda anual en p.u**

La figura 20, representa la curva de carga ordenada de mayor a menor valor de demanda y expresada en por unidad. En un principio esta iba a ser la curva con la que se iba a realizar las simulaciones, pero como se explicó en el capítulo 2.3.2, para ahorrar tiempo en la ejecución la curva de demanda anual que se usa está dividida en niveles o intervalos. Aplicando el método descrito en [1] a la curva de demanda de la figura 20, se obtiene el siguiente resultado.

Nivel nº	Nivel de Carga (p.u)	Probabilidad	Nivel nº	Nivel de carga (p.u)	Probabilidad
1	0.99	0.0006	11	0.6792	0.0711
2	0.9505	0.0034	12	0.6481	0.0738
3	0.9210	0.0061	13	0.6179	0.0754
4	0.8896	0.0171	14	0.5866	0.0630
5	0.8612	0.0236	15	0.5519	0.0695
6	0.8348	0.0371	16	0.5184	0.0805
7	0.8068	0.0482	17	0.4864	0.0949
8	0.7782	0.0499	18	0.4512	0.0769
9	0.7467	0.0517	19	0.4149	0.0690
10	0.7126	0.0590	20	0.3733	0.0292

**Tabla 1. Valores de la curva de demanda dividida en niveles**



La tabla 1 muestra la curva dividida en 20 niveles con distinto valor de carga y distinta probabilidad de aparición. Esto quiere decir que no todos los niveles de carga tienen la misma probabilidad de aparecer a lo largo del año. Explicado de otra manera, al dividir la curva de carga por intervalos, no aparecerá siempre el valor máximo de potencia ni el valor más bajo con la misma frecuencia. Para repartir la frecuencia de cada nivel de carga existe un valor de probabilidad encargado de ponderar el valor del índice LOLE o LOEE (ecuaciones 12 y 13).

El objetivo principal de dividir la curva de carga por niveles, como se dijo antes, es el ahorro en el tiempo de ejecución de la simulación, ya que no es lo mismo iterar una curva con 8760 puntos que una con 20.

Un dato a remarcar es que, para las simulaciones del proyecto el máximo de potencia para todos los estudios es de 2850 MW.

### **5.3 Datos de generación convencional**

Para modelar las centrales de generación convencional, [10] contiene la tabla A.4 donde aparecen todas las características de cada una de las centrales como puede ser la potencia instalada y el número de unidades de cada central de generación. Dicha tabla contiene además los valores explicados en el capítulo 3.1, MTTF (Mean Time To Failure) y MTTR (Mean Time To Repair) para cada tipo de central. Estos valores se introducirán en las ecuaciones 18 y 19 para calcular la probabilidad de disponibilidad de cada central. La tabla 2 muestra los datos de entrada necesarios para la simulación de la generación convencional.



Potencia instalada (MW)	Número de Unidades	Prob. estar disponible	Prob. no estar disponible
12	5	0.98	0.02
20	4	0.90	0.10
50	6	0.99	0.01
76	4	0.98	0.02
100	3	0.96	0.04
155	4	0.96	0.04
197	3	0.95	0.05
350	1	0.92	0.08
400	2	0.88	0.12

**Tabla 2. Características de las centrales de generación convencional**

La tabla contiene cuatro columnas, la primera hace referencia a las diferentes potencias instaladas de las centrales, de 12 MW a 400 MW. La segunda columna indica el número de centrales de cada tipo de un total de 32 centrales. Las dos columnas restantes reflejan la probabilidad de estar o no estar disponible obtenidas de los valores MTTF y MTTR.

La simulación de la generación convencional explicada en el apartado 3.1, realiza la generación de números aleatorios entre  $[0,1]$  y lo compara con el valor obtenido con la probabilidad de disponibilidad de la central (tabla 2). Este proceso se realizará para cada una de las centrales sumando la potencia instalada de las centrales que estuvieran disponibles, y descartando las que en ese momento no lo estén. Una vez realizada la simulación de cada una de las centrales para un nivel de la curva de carga dado, se repetirán lo mismo en el siguiente nivel de la curva de carga.

Con respecto a la generación de respaldo (etapa 3), al ser también generación del tipo convencional, las características de sus centrales se obtendrán de la tabla 2 y el método de simulación será el mismo que se ha usado para la generación convencional.

En el apartado 5.5 se indican las cantidades y tipos de potencia instalada en cada uno de las etapas de la simulación.



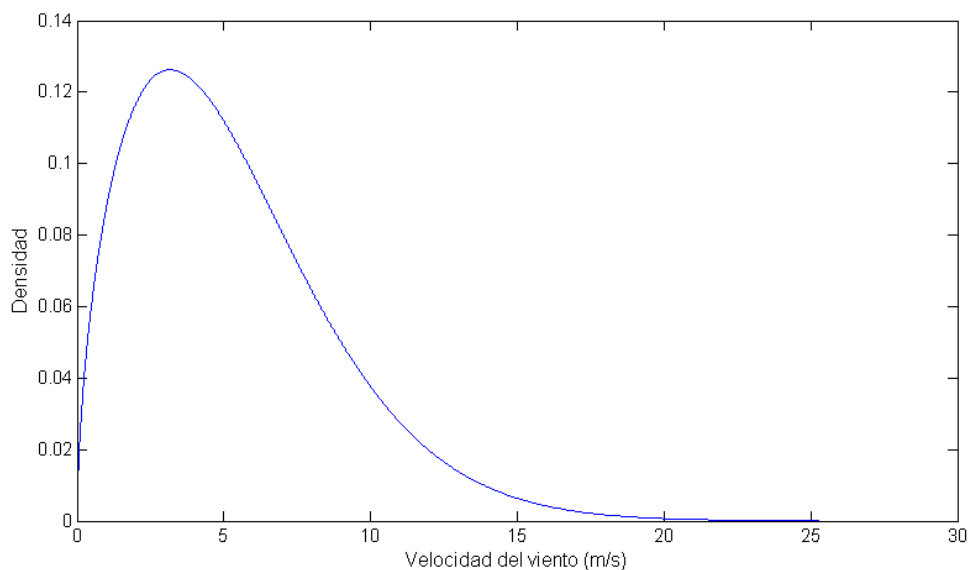
## 5.4 Datos de generación eólica

La simulación de la energía eólica es más compleja que la simulación de la energía convencional, ya que no solo depende solo de la disponibilidad, sino que se necesita saber las características de la velocidad del viento, curva de potencia-velocidad, etc.

### 5.4.1 Datos de velocidad del viento

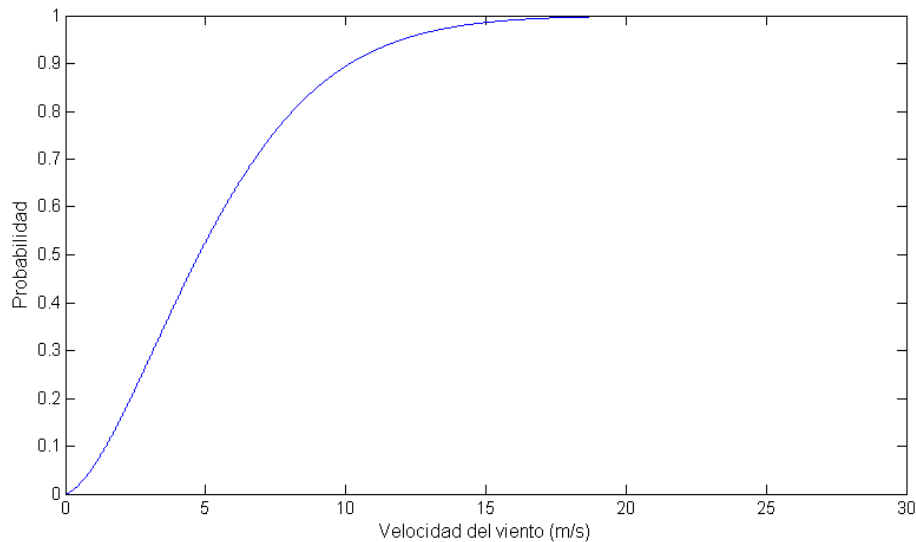
Cuando se recogen datos de la velocidad del viento durante un tiempo determinado se puede afirmar (capítulo 3.2) que sigue una distribución estadística, llamada distribución de Weibull. Esta distribución depende de dos parámetros, forma ( $k$ ) y escala ( $A$ ).

En una primera simulación de los datos de viento, se escogieron unos parámetros de Weibull de forma ( $k=1,58$ ) y escala ( $A=6$ ) tomados de [4]. A continuación se pueden ver la curva de densidad de probabilidad (figura 21) y la curva de frecuencias acumuladas (figura 22).



**Figura 21. Curva de densidad de probabilidad para los parámetros ( $A=6,58$  y  $k=1,58$ )**





**Figura 22. Curva de frecuencias acumuladas para los parámetros ( $A=6$  y  $k=1,58$ )**

La media de la distribución será 5,4 m/s y la mediana 4,8 m/s. Esto indica que la mitad del tiempo el viento sopla con valores menores a 4,8 m/s y la otra mitad del tiempo sopla con valores mayores.

Para este primer intento de simulación, se estableció que los parámetros anteriores sean los que asignen las características de la velocidad del viento en todos los parques eólicos del sistema modelado. Esto no fue del todo correcto, ya que hace que no haya diferencia entre parques instalados en diferentes puntos geográficos, donde la distribución de las velocidades del viento son distintas. Es decir, en el caso de la geografía española (península), no tiene la misma media la distribución de velocidades de viento en el sur de España, que en el norte de España.

Por lo tanto, para realizar una simulación más realista, se incorporaron distintos valores de parámetros de Weibull extraídos de [4].

En la tabla 3 se exponen los parámetros usados en el proceso definitivo.



<u>Escala (A)</u>	<u>Forma (k)</u>	<u>Media</u>	<u>Desviación típica</u>	<u>Horas equivalentes</u>
6	1,58	5,38	12,15	2590
6,2	1,5	5,59	14,44	2647
6,3	1,4	5,74	17,27	2700
5,9	1,6	5,29	11,46	2490
5,8	1,4	5,28	14,64	2400
5,8	1,3	5,27	16,10	2400
6,8	1	6,8	46,24	2900

**Tabla 3. Parámetros de la distribución de Weibull utilizados en la simulación.**

Con estos parámetros, se garantiza la diferencia en las características de la distribución de la velocidad del viento entre parques eólicos situados en diferentes lugares geográficos.

Otra característica que hace más real la simulación, es que, los parámetros de la tabla 3 en combinación con la curva de potencia-velocidad (figura 23), cumplen la limitación de las horas equivalentes explicadas en el capítulo 3.2.3. Esta característica nos ayuda a “controlar” la producción de potencia de cada parque eólico para que no esté muy por encima o muy por debajo de lo establecido (2589 horas) [11].

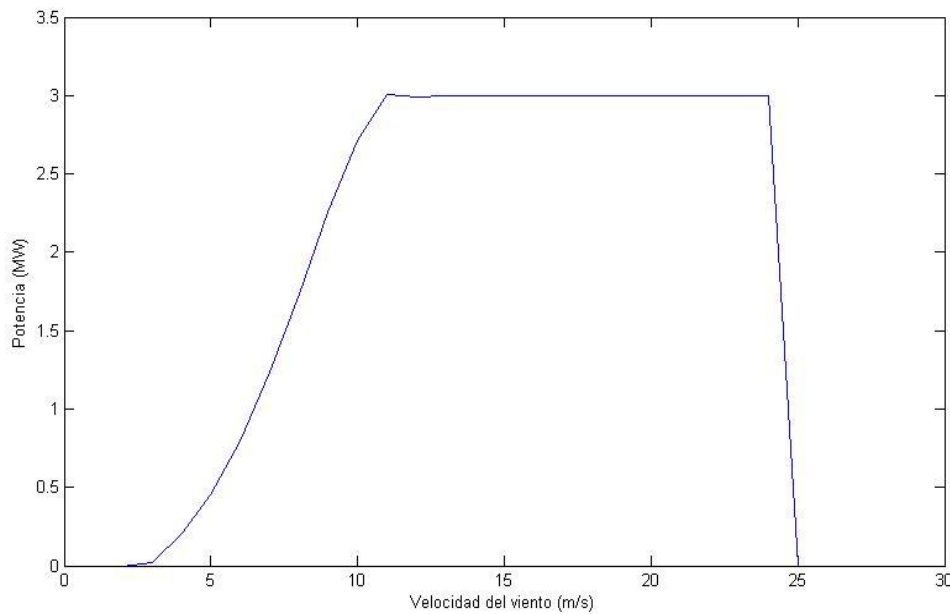
Dependiendo del porcentaje de penetración de energía eólica habrá más o menos número de parques eólicos, por lo que se toma como criterio que los parques eólicos instalados en la simulación no superen un máximo de 48 MW de potencia.

Estos cambios en el proceso de simulación de los datos de velocidad del viento, hacen la simulación mucho más semejante a la realidad que en el primer intento. Todo el desarrollo de la simulación de generación eólica se explicará en el capítulo 5.4.3.

#### **5.4.2 Aerogenerador usado y curva de potencia (PV)**

El aerogenerador usado en todos los parques eólicos instalados en el sistema eléctrico del estudio, es del fabricante Vestas con modelo V-112 de 3,0 MW de potencia máxima y de potencia variable. La ficha técnica del mismo se puede ver en

[10]. De esta ficha se puede ver la curva PV (figura 13) encargada de transformar la velocidad del viento en potencia eléctrica (capítulo 3.2.2). Para poder introducirla en el código de simulación de Matlab en forma de ecuación, se han tomado puntos de referencia de la figura 13. Con esos puntos recogidos se realizó un ajuste de la curva mediante la herramienta “*curve fitting tool*” de Matlab, obteniendo el siguiente resultado.



**Figura 23. Curva Potencia-Velocidad ajustada para el aerogenerador Vestas V-112 de 3,0 MW**

Y la función que define la curva de la figura 23 será la siguiente,

$$f(x) = \begin{cases} 0 & \text{Si } x < 3 \\ -0,001136x^4 + 0,02539x^3 - 0,1637x^2 + 0,594x - 0,8848 & \text{Si } 3 \leq x \leq 12 \\ 3 & \text{Si } 12 < x < 25 \\ 0 & \text{Si } x \geq 25 \end{cases} \quad (24)$$

Donde x es la velocidad del viento en m/s.

Esta ecuación no es la que se introduce en código de la simulación, ya que esta expresada con los valores de salida de potencia del aerogenerador. Como se explicará en el siguiente apartado, la parte de generación eólica del sistema eléctrico estará dividida en varios parques eólicos, por lo que la simulación de la velocidad del



viento con los parámetros de Weibull de la tabla 3 se hará para parques eólicos con diferentes potencias instaladas. Por lo tanto la ecuación 24 se expresará en por unidad y de esta forma bastará con multiplicar la curva por la potencia nominal del parque eólico en estudio. De esta manera no se tendrá en cuenta el número de aerogeneradores en cada parque, sino la potencia nominal ahorrando así tiempo de cálculo de la simulación.

La ecuación 24 llevada a por unidad quedará de la siguiente manera.

$$f(x) \begin{cases} 0 & \text{Si } x < 3 \\ -0,00038x^4 + 0,0085x^3 - 0,0546x^2 + 0,1980x - 0,2949 & \text{Si } 3 \leq x \leq 12 \\ 1 & \text{Si } 12 < x < 25 \\ 0 & \text{Si } x \geq 25 \end{cases} \quad (25)$$

Donde x vuelve a ser la velocidad del viento en m/s.

Por lo tanto esta será la ecuación que se introducirá en el código de simulación del proyecto.

#### **5.4.3 Simulación de la generación eólica**

Una vez explicado lo necesario para poder realizar la simulación, los pasos para simular la potencia de los parques eólicos en un instante dado, son los siguientes.

1. Generación aleatoria, mediante un comando de Matlab, de un valor de velocidad de viento según los parámetros de escala (A) y de forma (k) de la distribución Weibull perteneciente al parque eólico en estudio.
2. Introducción del valor de velocidad de viento en la curva PV para la obtención del valor de potencia (en p.u) en ese instante.
3. Multiplicar el valor de potencia por la potencia nominal del parque eólico y así obtener la potencia generada.
4. Repetir los pasos 1, 2 y 3 hasta que se simulen todos los parques eólicos instalados.

La potencia eólica total para un instante dado será la suma de todas las potencias de los parques eólicos del sistema.

## 5.5 Datos de las etapas

A continuación se exponen los datos de entrada para cada etapa.

- Potencia máxima demandada: 2850 MW
- Energía demandada en un año: 15297 GWh
- Potencia instalada y energía de penetración:

Penetración energía eólica (%)	Potencia convencional instalada (MW)	Energía eólica producida (GWh/año)	Potencia eólica instalada (MW)
0%	3405	-	-
5%	3099	764,85	306
10%	2777	1529,7	628
15%	2499,5	2294,5	905,5
20%	2144	3059,4	1261
30%	1575	4589,1	1830

**Tabla 4. Energía y potencia instalada en la simulación**

La tabla 4 resume los datos de entrada para cada uno de los casos. La primera columna se refiere al porcentaje de penetración de energía eólica para cada caso. Cuando se indica un 0% de penetración, se refiere al estudio de la Etapa 1, el cual tiene 100% generación convencional. No obstante las siguientes columnas muestran los valores de potencia total instalada para cada uno de los tipos de generación, la energía eólica que se debe producir para cumplir los porcentajes de penetración (con respecto a la energía total del sistema) y la potencia eólica instalada equivalente a esa energía penetrada.



## 6 RESULTADOS

A continuación, se mostrarán los resultados obtenidos en las diferentes etapas que permitirán calcular el objetivo principal del proyecto, el valor del crédito de capacidad de la energía eólica.

### 6.1 Resultados Etapa 1

Como se ha indicado, este escenario contiene una generación 100% del tipo convencional. En la tabla 5 se puede ver los resultados obtenidos de los índices de fiabilidad para cada nivel de carga.

NIVEL	LOLE(hr/año)	LOEE(MWh/año)	LOLE (PU)	LOEE(PU)
1	0,3902	63,4287	0,0414	0,0003
2	1,2922	192,8562	0,1371	0,0011
3	1,3922	171,1520	0,1477	0,0012
4	1,9575	245,5465	0,2076	0,0017
5	1,4756	170,3376	0,1565	0,0012
6	1,2757	150,9069	0,1353	0,0011
7	0,9280	105,0488	0,0984	0,0008
8	0,4268	57,4868	0,0453	0,0004
9	0,1603	18,8222	0,0170	0,0001
10	0,0486	4,0422	0,0052	0,0000
11	0,0638	3,9953	0,0068	0,0001
12	0,0061	0,0854	0,0006	0,0000
13	0,0106	0,3487	0,0011	0,0000
14 a 20	0	0	0	0

Tabla 5. Índices de fiabilidad para un 100% de generación convencional dividido por escalones



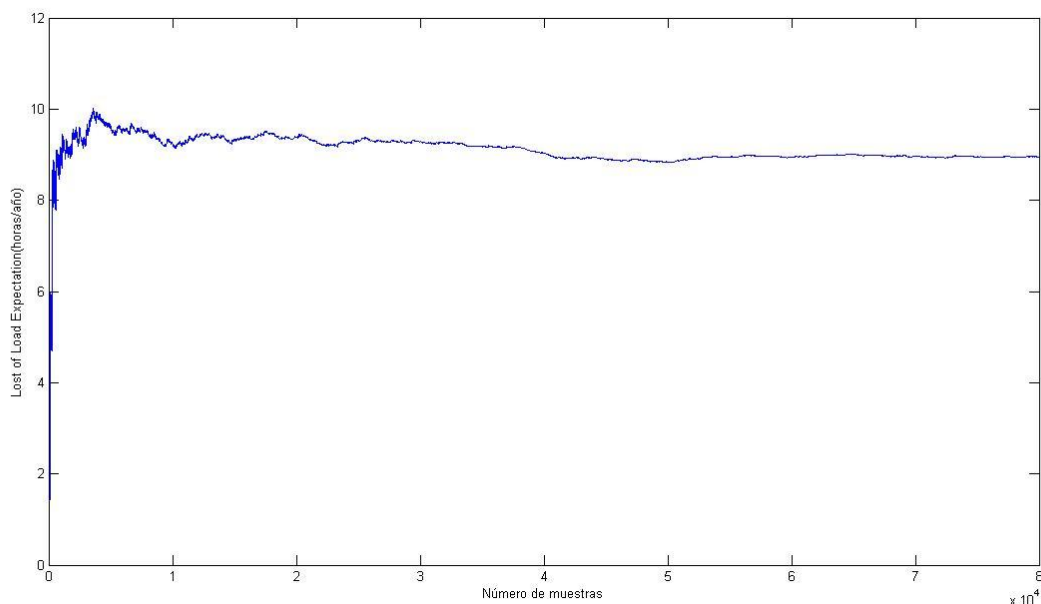
- $LOLE_0 = 9,43 \text{ H/año}$
- $LOEE_0 = 1184,10 \text{ MWh/año}$

El valor de  $LOLE_0$ , es la suma de los valores de LOLE de cada nivel de la curva de carga. Este valor, significa que ha estado un poco más de 9 horas sin tener suficiente generación el sistema para la demanda requerida. Todo ello son valores para un año que es el periodo utilizado habitualmente en estos estudios.

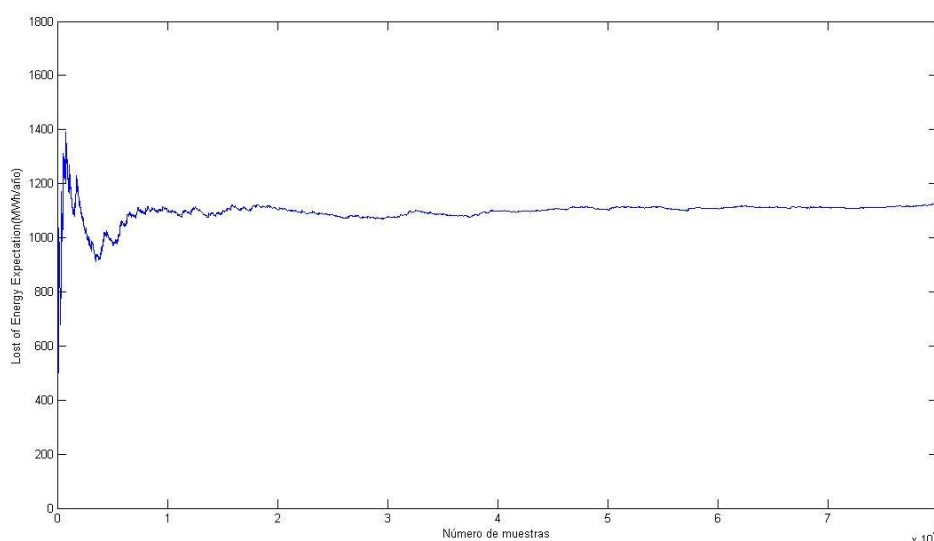
El valor de  $LOEE_0$ , de igual modo que el valor de  $LOLE_0$ , es la suma de los valores de LOEE de cada nivel. Se interpreta como la cantidad de energía no suministrada en un año, a causa de no tener la suficiente generación como para abastecer toda la demanda. Para este caso en particular, el valor es de 1184 MWh no abastecidos a lo largo del año.

Se observa que en los niveles del 14 al 20 su valor es 0, esto es debido a que la contribución que hacen estos niveles de carga al valor total del índice  $LOLE_0$ , es insignificante. Por lo tanto se ahorrará tiempo de ejecución de la simulación ya que parte de los niveles, donde su contribución es mínima, no han sido simulados por la aplicación.

La evolución de la convergencia del proceso se muestra en las figuras 24 y 25.



**Figura 24. Evolución de la convergencia de LOLE**



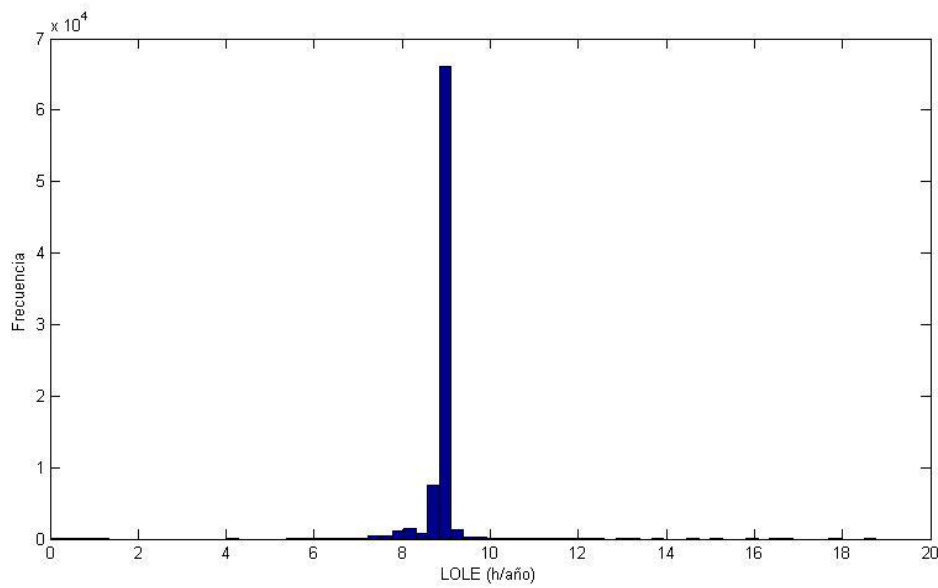
**Figura 25. Evolución de la convergencia de LOEE**

En dichas figuras, se observa que a mayor número de muestras, los índices se vuelven prácticamente constantes, lo que quiere decir que 80.000 repeticiones son suficientes para cumplir la convergencia. Para el caso de la simulación de la figura 24, el error calculado es del 3,42%, por lo que cumple el criterio de no superar el valor estipulado en el apartado 2.2.3 (5%).

Si se analiza más detenidamente la convergencia que sigue la curva de LOLE (figura 24), se distingue que para los primeros valores de simulación, el error con respecto a la media, es alto. Según se avanza en la simulación, este error disminuye hasta llegar al valor aproximado de 50.000 repeticiones, donde la simulación se vuelve casi constante con el valor medio ( $LOLE_0$ ). Con el parámetro LOEE se observa lo mismo, pero tarda más en cumplir el criterio de convergencia. Por lo general, el índice LOEE siempre converge más tarde que el índice LOLE.

Otra manera de ver los resultados obtenidos, es realizando el histograma de la simulación. En la figura 26 se muestra el histograma de LOLE, donde se representa la frecuencia con la que ha salido cada valor del índice durante la simulación.





**Figura 26. Histograma de los valores de LOLE calculados**

Observando la figura, se puede ver que el valor de  $LOLE_0$  es el valor con mayor frecuencia en toda la simulación, confirmando así la coincidencia con el valor obtenido.

## 6.2 Resultados Etapa 2

Generación del sistema	LOLE (Hr/año)	LOEE (MWh/año)
<b>95% convencional + 5% eólica</b>	39,07	5610
<b>90% convencional + 10% eólica</b>	137,50	22484
<b>85% convencional + 15% eólica</b>	144,28	18212
<b>80% convencional + 20% eólica</b>	988,42	225340
<b>70% convencional + 30% eólica</b>	2713,12	815670

**Tabla 6. Resultado de los índices de fiabilidad para el etapa2**

La tabla 2 muestra los valores de los índices de fiabilidad para las distintas penetraciones de energía eólica en el sistema. Como era de esperar los valores



incrementan a medida que se introduce energía eólica con respecto al valor de  $LOLE_0$  (9,43 H/año). Esto es debido a la que la incertidumbre en la generación de energía eólica es mayor que la de la energía convencional. Por ejemplo, el valor de LOLE para un 5% de penetración es de 39,07 H/año, esto quiere decir que son 30 horas más aproximadamente que el valor de  $LOLE_0$ . Por lo tanto, con estos resultados, se demuestra que la energía eólica es menos firme y estable que la energía convencional.

### 6.3 Resultados Etapa 3

Los resultados de esta última etapa se resumen en la siguiente tabla:

Generación del sistema	Potencia de respaldo (MW)
<b>95% convencional + 5% eólica</b>	220
<b>90% convencional + 10% eólica</b>	505
<b>85% convencional + 15% eólica</b>	750
<b>80% convencional + 20% eólica</b>	1100
<b>70% convencional + 30% eólica</b>	1610

**Tabla 7. Resultados de la potencia de respaldo necesaria para mantener la fiabilidad del sistema**

Como era de esperar, a mayor penetración de energía eólica, mayor es la potencia de respaldo que se necesita para volver al valor de  $LOLE_0$ .

### 6.4 Resultados Crédito de Capacidad

Una vez realizadas las simulaciones para las tres etapas y obtenidos los valores necesarios para introducir en la ecuación 23, los valores del crédito de capacidad de la energía eólica son:

PENETRACIÓN	CRÉDITO DE CAPACIDAD
5%	0,28 (28%)
10%	0,20 (20%)
15%	0,17 (17%)
20%	0,13 (13%)
30%	0,12 (12%)

Tabla 8. Resultados del crédito de capacidad de la energía eólica

Si estos valores los expresamos de forma gráfica,

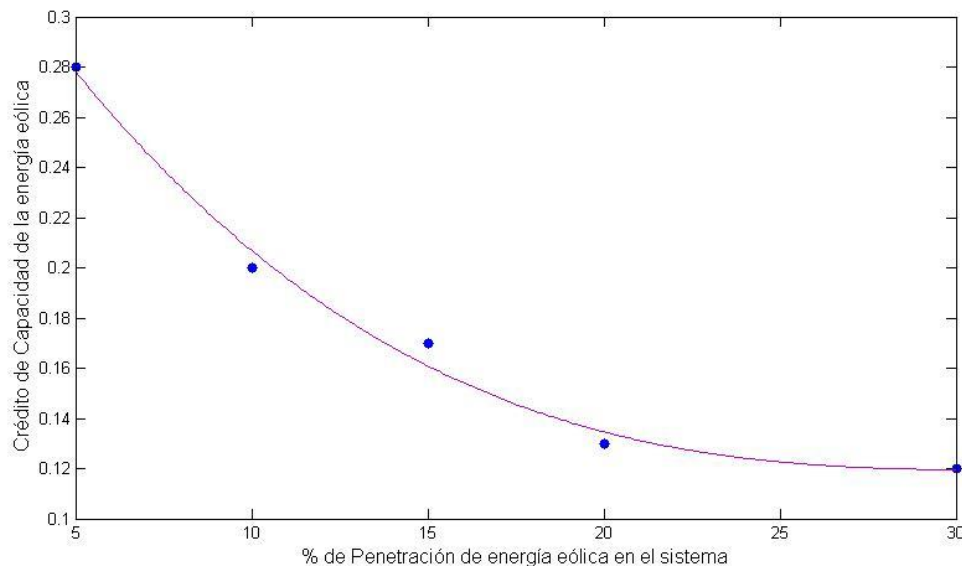


Figura 27. Evolución del crédito de capacidad según el nivel de penetración de energía eólica

Los resultados de la figura 27 muestran que, bajo las condiciones establecidas anteriormente para la simulación, el crédito de capacidad disminuye a medida que aumenta la penetración. Esto quiere decir que, como se mencionó en los estudios de [6], disminuye el poder de sustitución de la potencia eólica, es decir, será necesaria más cantidad de energía eólica para sustituir una cantidad de energía convencional. Si comparamos la evolución del crédito de capacidad obtenida con la figura 17, se observa que coincide en términos generales con la gran mayoría de los estudios de la misma.



Para entenderlo de mejor manera, se realiza un ejemplo numérico con los resultados obtenidos. Se adopta como referencia la expresión del crédito de capacidad (ecuación 23), y se despeja de la siguiente manera.

$$(Pot1 - (Pot2 - Pot3)) = CC \times Pot\ eólica \quad (26)$$

Para simplificar la expresión, se puede agrupar *Pot1*, *Pot2* y *Pot3* en un solo factor. Este factor lo llamaremos *Pot convencional*.

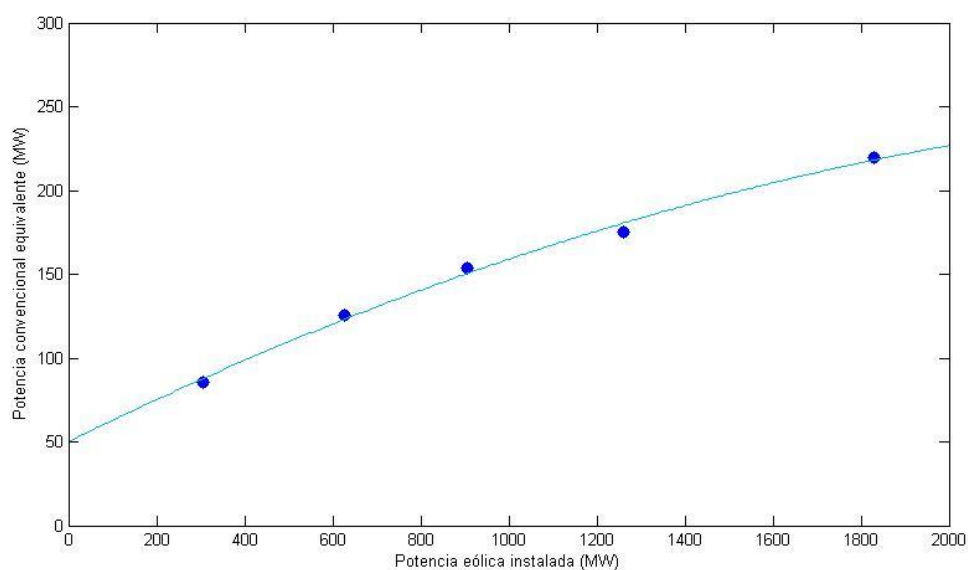
$$Pot\ convencional = CC \times Pot\ eólica \quad (27)$$

Una vez despejada la ecuación, se escogen los valores de *CC* para el 5% y 30% de penetración de la tabla 8,

- 5% →  $Pot\ convencional = 0.28 \times Pot\ eólica$
- 30% →  $Pot\ convencional = 0.12 \times Pot\ eólica$

Para el ejemplo, se establece un valor de *Pot eólica* igual a 100 MW y se introduce en las ecuaciones 26 y 27. El resultado, son unos valores de potencia convencional de 28 MW y 12 MW respectivamente. Esto significa que para el caso del 5% de penetración, 100 MW de potencia eólica sustituyen 28 MW de potencia convencional y de igual manera para el caso del 30%, 100 MW de potencia eólica sustituyen 12 MW de potencia convencional. Con este ejemplo se demuestra de forma numérica que, a medida que aumenta la penetración, el poder de sustitución del crédito de capacidad disminuye.

A continuación se representa la equivalencia que tiene la potencia eólica instalada con la potencia convencional.



**Figura 28. Evolución de la potencia convencional equivalente según la potencia eólica instalada**

En la figura 28 se representa la potencia convencional equivalente en función de la potencia eólica instalada. De esta manera, hay una percepción numérica entre la cantidad de potencia eólica que se ha instalado y la potencia convencional que es capaz de sustituir. Se demuestra una vez más que el poder de sustitución disminuye a medida que aumenta la penetración.



## 7 CONCLUSIONES

En este apartado se van a recoger las principales conclusiones que se han obtenido y los objetivos alcanzados en el proyecto.

Se ha desarrollado una aplicación informática, basada en el método probabilístico de Monte Carlo, la cual realiza una simulación de la fiabilidad de un sistema eléctrico modelado y diferentes etapas propuestas. Posteriormente, una vez obtenido los resultados necesarios, se obtiene el principal objetivo del proyecto, el cálculo del crédito de capacidad.

Como principal conclusión, los valores de CC obtenidos con dicha simulación, tienen una dependencia directa con el porcentaje de penetración en el sistema. Su evolución, como muestra la figura 28, tiende a disminuir a medida que aumenta la integración de energía eólica en el sistema. Esto quiere decir, que el poder de sustitución de la energía eólica en el sistema disminuye a medida que aumenta la generación eólica.

Por lo tanto, se puede afirmar que la evolución del CC obtenida en este proyecto es correcta, ya que comparando e integrando la curva de la figura 27 en la figura 18, esta está contenida dentro de los límites (área sombreada) que se establecieron con los diferentes estudios analizados en el apartado 4.1 y además los resultados concuerdan en tendencia con los estudios de dicha figura.

Con el proyecto se ha conocido el comportamiento de la energía eólica cuando se integra en un sistema eléctrico gobernado por energía de generación convencional. Además, se ha conocido más a fondo, el método estadístico de Monte Carlo, el cual ha sido de gran utilidad en la simulación de la generación tanto convencional como eólica.

Quedan algunos puntos importantes por anexar a un trabajo como este, por ejemplo, que la simulación de la central eléctrica de generación convencional no tenga únicamente dos estados (disponible y no disponible), sino, que añada un tercero donde entregue una potencia inferior a la nominal (*derated state model* de [1]). La integración de otro tipo de energía renovable sería otro punto importante para un estudio futuro, ya que se podría comprobar si las energías renovables, en conjunto, pueden sustituir de una forma total a la generación convencional.



Hay que destacar que todos los resultados que se han obtenido en el proyecto, están íntimamente ligados a los datos de entrada que se han supuesto para la simulación del modelo. De esta manera la variación de cualquiera de las características del sistema podría llevar a la obtención de resultados diferentes.



## 8 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Billington, R. y Li, W.: *"Reliability Assessment of Electrical Power Systems Using Monte Carlo Methods"*, (Plenum Press, New York, 1994.
- [2] Losilla, J.M.: *"Herramientas para un laboratorio de estadística fundamentado en técnicas de Monte Carlo"* Tesis doctoral, Universidad Autónoma de Barcelona, 1994, pp 6-7.
- [3] Global Wind Energy: *"Global Wind Report: Annual market updated 2011"*, [online]. <http://www.gwec.net>.
- [4] Troen, I.: *"El atlas eólico europeo"*, Comisión de las Comunidades Europeas, Dirección General de Ciencia, Investigación y desarrollo, Bruselas, 1990.
- [5] Red Eléctrica de España, ejemplo de la disposición geográfica de los parques eólicos. <http://www.ree.es>, accedido en Marzo de 2012.
- [6] UK Energy Research Centre: *"The Costs and Impacts of Intermittency: An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network"*, Imperial College, Londres, 2006.
- [7] Commission of European Union, *"Wind Power Penetration Study: The Case of Spain"*, Bruselas, 1992.
- [8] Asociación eólica de Galicia, <http://www.eg-asociacioneolicagalicia.es>, accedido en Mayo de 2012.
- [9] Brown R.E.: *"Electric Power Distribution Reliability"*. Ed. Taylor & Francis Group, 2009.
- [10] Vestas, ficha técnica del aerogenerador usado. <http://www.vestas.com/en/wind-power-plants/procurement/turbine-overview/v112-3.0-mw.aspx#/vestas-univers>, accedido en Marzo de 2011.
- [11] España, Real decreto 1614/2010, de 7 diciembre. Boletín Oficial del Estado, 8 de diciembre de 2010, num 298, pp 101853-101859.



